

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ


институт

«Гидротехнических сооружений»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. Б. Затеев
подпись инициалы, фамилия

« 16 » 03 2017 г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Серебряковой Натальи Дмитриевны

фамилия, имя, отчество

Группа СБ13 – 01 Направление (специальность) 08.03.01

номер

код

Строительство

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар. Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях

Утверждена приказом по университету № 41/17-С от 16. 03. 17 г

Руководитель ВКР Е.В. Фирища, инженер СМГТС

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Калар; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 1582 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,6$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1,3$ м; отметка НПУ 650 м.

Перечень разделов ВКР:

1. Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС; 2. Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности; 3. Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4. Гидротехнические сооружения; 5. Компановка и сооружения гидроузла; 6. Мероприятия по охране труда; 7. Техничко – экономические показатели; 8. Особенности работы гравитационных плотин в суровых климатических условиях.

Перечень графического материала:

1. Выбор установленной мощности Каларского гидроузла;
2. Генеральный план Каларского гидроузла;
3. Поперечный разрез по бетонной водосливной плотине Каларского гидроузла;
4. Поперечный разрез по станционной части Каларского гидроузла;
5. Поперечный разрез здания ГЭС по оси агрегата Каларского гидроузла;
6. Строительный генеральный план Каларского гидроузла;
7. Календарный график строительства Каларского гидроузла;
8. Графические схемы этапов возведения сооружений;
9. Техничко-экономические показатели Каларского гидроузла.

Руководитель ВКР



подпись

Е.В. Фирищак

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению



подпись,

Н.Д. Серебрякова

инициалы и фамилия студента

« 18 » июль 2017г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»


УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись
« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАЛАРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ КАЛАР.
ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ В
СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Руководитель

 15.06.17г.
подпись, дата

инженер Ветер
должность, ученая степень

Е.В. Фирищак
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Н.Д. Серебрякова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар. Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях».

Консультанты по разделам:

Общая часть

 15.06.17

Е. В. Фирищак

подпись, дата

Водно - энергетические расчеты

 15.06.17

Е. Ю. Затеева

подпись, дата

Основное и вспомогательное оборудование

 15.06.17

А. В. Масленникова

подпись, дата

Компановка и сооружения гидроузла

 10.06.17

Н. А. Эклер

подпись, дата

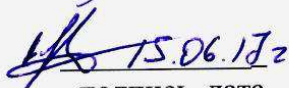
Гидротехнические сооружения

 13.06.17

Л. С. Пермякова

подпись, дата


Мероприятия по охране труда

 15.06.17

В. А. Кадычegov

подпись, дата

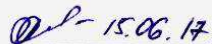
Технико-экономические показатели

 13.06.17

В. В. Лапасова

подпись, дата

Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях

 15.06.17

Е. В. Фирищак

подпись, дата

Нормоконтролер

 19.06.17

А. А. Чабанова

подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Каларской ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	8
1.1 Физико – географические характеристики района.....	8
1.2 Гидрологические характеристики реки Калар.....	8
1.3 Природно – климатическая характеристика района	11
1.4 Характеристики гидротехнических сооружений.....	11
1.5 Ведущее значение в экономике Каларского района	11
2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности.....	12
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	12
2.2 Выбор расчетного средневодного года ($P = 50\%$)	14
2.3 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$)	15
2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	16
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	18
2.6 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса	20
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.....	21
2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	22
2.9 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования	23
3 Основное и вспомогательное оборудование	25
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	25
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	31
3.3 Гидромеханический расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата.....	32
3.4 Подпор и контрольный расчет отсасывающей трубы.....	35
3.5 Формулирование требований к гидрогенератору и выбор маслонапорной установки.....	37
3.5.1 Определение маслонапорной установки	38
3.5.2 Основные параметры гидрогенератора	38
3.6 Разработка схемы установки.....	39
3.6.1 Расчет вала на прочность	40
3.6.2 Расчет радиальных нагрузок подшипника	41
4 Гидротехнические сооружения	43
4.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла	43
4.2 Проектирование сооружений напорного фронта	43
4.2.1 Определение отметки гребня плотины.....	43
4.2.2 Гидравлические расчеты	45

4.2.3 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	53
4.2.4 Конструирование плотины	55
4.3 Назначение размеров основных элементов плотины.....	58
4.3.2 Конструирование подземного контура.....	58
4.4 Фильтрационный расчет подземного контура.....	60
4.4.1 Построение эпюры фильтрационного противодавления для плотин на скальном основании.....	60
4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	61
4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину	61
4.6 Оценка прочности плотины	67
4.7 Критерий прочности плотины	70
4.8 Обоснование устойчивости плотины.....	72
5 Компонировка и сооружения гидроузла.....	74
5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	74
5.2 Разбивка сооружения на этапы возведения.....	74
5.2.1 Основной период. I этап.....	75
5.2.2 Основной период. II этап	75
5.2.3 Основной период. III этап	76
5.2.4 Основной период. IV этап.....	76
5.2.5 Основной период. V этап	77
5.3 Определение способов производства основных видов работ	78
5.4 Основные строительные машины и их производительность	79
5.5 Строительный генеральный план.....	79
6 Мероприятия по охране труда и окружающей среды в зоне влияния Каларского гидроузла. Противопожарная безопасность	80
6.1 Общие сведения о районе строительства	80
6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	80
6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	82
6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	83
6.5 Отходы, образующиеся при строительстве.....	84
6.6 Техника безопасности	87
6.7 Пожарная безопасность.....	90
7 Техничко – экономические показатели	92
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат	92
7.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	92
7.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	92
7.1.3 Налоговые расходы.....	94
7.2 Оценка суммы прибыли	95
7.3 Оценка инвестиционного проекта.....	96
7.3.1 Методология, исходные данные.....	96
7.3.2 Коммерческая эффективность.....	97

7.3.3 Бюджетная эффективность	97
7.4 Анализ чувствительности	97
8 Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях	100
8.1 Суровые климатические условия	100
8.2 Специфика работы бетонных гравитационных плотин в суровых климатических условиях	101
8.2.1 Раскрытие межстолбчатых швов в разных секциях	103
Список использованных источников	104
Приложение А Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности	106
Приложение Б Основное и вспомогательное оборудование	107
Приложение В Гидротехнические сооружения	111
Приложение Г Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях	111

Сокращенный паспорт Каларской ГЭС

Наименование ГЭС	Каларская ГЭС на реке Калар,
Местонахождение ГЭС	Забайкальский край
Тип проектируемой установки	ГЭС.
Энергосистема	Центр.
Годовой максимум нагрузки	1582 МВт.
Число часов использования установленной мощности	4320 ч.
Резервы: нагрузочный резерв системы	1,0%.
Коэффициент мощности	8,6.
Потери напора в водоподводящих сооружениях	Δh 1,3 м.
Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний	159 м ³ /с,
б) всех турбин	384,8 м ³ /с,
в) максимальный	
обеспеченностью 0,01 %	1682 м ³ /с,
г) минимальный	40 м ³ /с.
Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	годовой,
б) отметки:	НПУ 650 м УМО 637,4 м,
в) объемы водохранилища:	полн. 8,4 км ³ полезный 4,2 км ³ .
Напоры ГЭС:	
а) максимальный	89,12 м,
б) расчетный	74,05 м,
в) минимальный	69,0 м.
Энергетические характеристики:	
а) мощность установленная	233 МВт,
б) среднемноголетняя выработка	691,2 млн. МВт·ч.
Плотина:	
а) плотина	гравитационная,
б) материал	бетон,
в) длина	317 м,
д) максимальная высота	102,4 м.
Водосбросные сооружения	
а) тип	поверхностный водосброс,
б) число пролетов	2 отверстие,
в) общая длина	22 м,

Здание ГЭС:

а) тип здания	приплотинное
б) число агрегатов	2,
в) тип спиральной камеры	металлическая кругового сечения
г) тип отсасывающей трубы	изогнутая,
д) общая длина	61 м
е) ширина	18,5 м.

Основное оборудование:

а) тип турбины	PO115-B-450
б) тип генератора	СВ 627/230-20Т,
в) мощность генератора	115 МВт,
г) частота вращения	150 об/мин,
д) тип трансформаторов	ТДЦ-250000/220 – У1,
е) число трансформаторов	2.

Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии	0,11 руб/кВт·ч,
б) срок окупаемости	6,0 лет.
в) Удельные капиталовложения	100150,5 руб./ кВт
г) Сметная стоимость гидроузла	23,3 млрд. руб.*кВт

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Физико – географические характеристики района

Каларский гидроузел проектируется в Читинской области России на реке Калар, является правым притоком реки Витим. Створ гидроузла расположен в устье реки на расстоянии 154 км до поселка Средний Калар.

1.2 Гидрологические характеристики реки Калар

Питание реки Калар преимущественно дождевое. Замерзает в середине октября, вскрывается в середине мая.

Гидрологические характеристики реки Калар приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологические характеристики реки Калар

Наименование	Значения
Среднегодовой расход реки, м ³ /с	159
Максимальный расчетный расход при основном расчётном случае, (P=0,1%), м ³ /с	1682
Максимальный расчетный расход при поверочном расчётном случае, (P=0,01%), м ³ /с	2095
Санитарный расход, м ³ /с	40

Координаты кривой объема водохранилища и расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла приведены в таблицах 1.2 и 1.3, соответственно.

Таблица 1.2 - Координаты кривой объема водохранилища

Zвб, м	W, км ³
556,00	0
560,00	0,080
570,00	0,215
580,00	0,409
590,00	0,690
600,00	1,080
610,00	1,990
620,00	3,710
630,00	5,180
640,00	6,790
650,00	8,400

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

ЗИМА	
$Z_{\text{НБ}}, \text{М}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{М}^3/\text{с}$
556,00	0
558,00	14,24
560,00	30,40
562,00	51,20
564,00	83,20
566,00	141,76
568,00	233,20
570,00	346,40
572,00	500,00
573,00	594,40
ЛЕТО	
$Z_{\text{НБ}}, \text{М}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{М}^3/\text{с}$
556,00	0
558,00	17,80
560,00	38,00
562,00	64,00
564,00	104,00
566,00	177,20
568,00	291,50
570,00	433,00
572,00	625,00
573,00	743,00

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 1,25.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Требования участников ВХК и потери воды

Расход, $\text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
требования ВХК	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80	40	40
Потребление ($Q_{90\%}$)	21	18	17	29	280	332	326	161	97	77	50	38
фильтрация	1	1	1	1	2	2	3	3	3	1	1	1
испарение	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0
льдообразование	1	0	1	-2	-2	0	0	0	0	0	1	1

Расчетный гидрологический ряд по реке Калар в $\text{м}^3/\text{с}$. представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Расчетный гидрологический ряд по реке Калар

Расходы в м³/с

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1947	35,6	20,1	17	34,1	139	387	325	263	248	201	62	50
1948	20,1	12,4	10,1	26,3	232	248	372	341	325	108	46	23,2
1949	21,7	17	15,5	46,4	132	573	248	170	201	163	63	34
1950	31	13,9	7,7	17	155	325	418	325	310	186	93	37
1951	26,3	24,8	21,7	63,5	325	372	186	201	178	170	101	34
1952	34,1	12,4	10,1	32,5	156	201	511	449	441	217	67	54
1953	23,2	20,1	14,7	18,6	224	265	364	348	341	209	68	43
1954	27,9	24,8	24	23,2	220	440	163	170	84	76	54	48
1955	13,9	13,2	10,8	10,1	217	279	379	364	356	77	31	23
1956	17	10,8	9,3	13,2	232	519	271	221	189	156	39	23,1
1957	23,2	21,7	18,6	48	147	498	186	178	193	170	63	54
1958	23,2	20,1	19,3	32,5	269	319	313	155	93	85	56	42
1959	15,5	13,2	8,5	26,3	170	201	464	418	402	146	50	21,7
1960	24,8	17	13,9	61,9	495	372	170	108	101	93	62	31
1961	46,4	23,2	15,5	24	193	610	418	387	348	201	132	54
1962	20,1	18,6	7,7	61,9	248	395	232	201	187	176	63	51
1963	31	30,2	29,4	34,1	395	557	449	511	488	183	65	43
1964	27,9	27,1	20,9	65	511	418	240	224	118	96	48	38
1965	21,7	20,1	18,6	27,9	241	260	344	472	424	201	63	26,3
1966	24,8	23,2	20,1	37,2	190	429	316	252	110	102	91	51
1967	35,6	32,5	26,3	21,7	475	619	209	132	116	108	94	34
1968	33,3	27,1	25,5	35,6	218	333	317	449	379	132	93	37
1969	21,7	20,1	18,6	31	201	263	565	550	248	217	70	26,3
1970	24,8	24	18,6	38,7	135	697	201	224	217	193	111	29,4
1971	27,9	26,3	9,3	40,2	325	279	588	310	101	93	62	34
1972	17	12,4	10,1	11,6	178	426	294	240	316	269	34	23
1973	21,7	17	15,5	41,8	240	302	418	263	255	248	48	26,1
1974	46,4	34,1	27,1	27,9	449	635	217	139	108	101	102	51
1975	24,8	22,4	21,7	32,5	209	263	418	387	170	139	62	46
1976	40,2	39,5	36,4	82	325	697	341	310	279	101	77	54
1977	48	27,9	23,2	20,1	232	286	565	495	217	193	63	26,4
1978	65	41,8	14,7	31	379	666	325	341	286	279	84	65
1979	69,7	43,3	24,8	17,8	495	588	573	511	341	271	99	59
1980	34,1	32,5	27,9	23,2	356	310	286	248	271	170	68	39
1981	34,1	32,5	21,7	38,7	333	735	341	217	232	209	63	36
1982	24,8	24	21,7	38,7	387	263	565	217	147	62	34	26,2
1983	21,7	20,1	18,6	38,7	255	418	220	217	240	224	60	33
1984	26,3	24,8	13,2	29,4	201	224	511	209	232	217	50	27,9
1985	24,8	22,4	21,7	20,9	124	341	304	186	139	124	62	34
1986	21,7	18,6	15,5	10,1	263	294	387	279	341	155	46	31
1987	34,1	10,8	9,3	43,3	248	294	325	217	232	209	46	33
1988	23,2	21,7	17	31	480	449	155	124	108	101	65	39
1989	51,1	31	26,3	20,1	310	542	232	232	217	201	124	62
1990	45,7	43,3	39,5	68,1	201	217	372	201	310	232	59	27,9
1991	26,3	17	12,4	38,7	557	743	464	387	341	248	90	36
1992	27,9	21,7	10,8	29,8	279	480	279	217	201	193	50	33
1993	17	15,5	12,4	37,2	201	227	542	263	248	78	48	42

1.3 Природно – климатическая характеристика района

Климат резко-континентальный с коротким и нередко дождливым летом, средняя температура самого теплого месяца составляет +20 °С. Средняя температура января самого холодного месяца -34 °С.

Расчетная скорость ветра с вероятностью превышения $P = 2\%$ достигает 20 м/с и с вероятностью превышения $P = 20\%$ достигает 15 м/с.

1.4 Характеристики гидротехнических сооружений

Створ гидроузла симметричный, длина напорного фронта на отметке гребня плотины составляет 317 м.

Напорный фронт создается бетонными сооружениями:

- Водосливной плотиной;
- Станционной плотиной;
- Правобережная бетонная глухая плотина;
- Левобережная бетонная глухая плотина.

Здание ГЭС – приплотинного типа. Водоприемник размещается в станционной части плотины и подвод воды к турбинам производится турбинными водоводами, проложенными в теле плотины.

1.5 Ведущее значение в экономике Каларского района

Ведущее значение в экономике Каларского района играло оленеводство. Олени обеспечивали пропитание и передвижение по северной тайге местных жителей, многочисленных научных экспедиций. На начало 2014 года оленеводство находится в депрессивном состоянии. Сельхозпроизводство ведут ГУСП: совхозы «Каларский» и «Северный». Развиваются отрасли недропользования, ведётся добыча каменного угля («Апсатская угледобывающая компания») и других ископаемых («Каларзолото»), идёт подготовка к освоению других месторождений полезных ископаемых. На станции Куанда с 2000 года базируются 3 предприятия по переработке древесины. Работают Нелятинский лесхоз, Чарский лесхоз.

Назначение гидроузла – комплексное. Гидроузел будет использоваться не только для передачи электроэнергии, но и для организации активного отдыха – туризма.

2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX, X месяцы; к периоду межени относятся XI, XII, I, II, III, IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определяются границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычисляются средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания. Построение эмпирических кривых обеспеченности по формуле (2.1):

$$P = \frac{m}{n+1}, \% \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Результаты приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	Qср.г, м³/с	Годы	Qпол, м³/с	Годы	Qмеж, м³/с
1	2,0	1979	258	1979	501,60	1979	83,51
2	3,9	1991	247	1991	498,40	1978	82,93
3	5,9	1963	235	1963	480,00	1989	73,64
4	7,8	1978	215	1978	399,40	1990	73,64
5	9,8	1961	204	1961	391,20	1961	70,87
6	11,8	1976	198	1976	390,40	1991	66,91
7	13,7	1981	191	1981	371,60	1951	63,04
8	15,7	1969	186	1969	365,40	1970	62,79
9	17,6	1977	183	1977	359,00	1981	62,14
10	19,6	1952	182	1952	351,60	1976	61,44
11	21,6	1965	177	1965	348,20	1952	61,01

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	Q _{ср.г.} , м ³ /с	Годы	Q _{пол.} , м ³ /с	Годы	Q _{меж.} , м ³ /с
12	23,5	1968	173	1968	339,20	1947	59,97
13	25,5	1989	171	1959	331,00	1973	59,73
14	27,5	1953	162	1971	320,60	1983	59,44
15	29,4	1959	161	1955	319,00	1963	59,39
16	31,4	1974	161	1982	315,80	1969	57,81
17	33,3	1950	160	1986	312,80	1977	57,37
18	35,3	1970	160	1967	310,20	1957	56,93
19	37,3	1967	159	1974	309,60	1962	56,90
20	39,2	1971	158	1953	308,40	1953	56,66
21	41,2	1973	158	1950	306,60	1980	56,39
22	43,1	1980	155	1989	306,60	1974	55,64
23	45,1	1986	155	1948	303,60	1984	55,51
24	47,1	1964	153	1964	302,20	1950	55,09
25	49,0	1972	153	1993	296,20	1987	55,07
26	51,0	1992	152	1973	295,60	1968	54,79
27	52,9	1982	151	1970	294,80	1965	54,09
28	54,9	1990	151	1980	294,20	1972	53,87
29	56,9	1975	150	1992	291,20	1992	52,31
30	58,8	1947	148	1972	290,80	1949	51,51
31	60,8	1955	148	1975	289,40	1967	50,30
32	62,7	1948	147	1956	286,40	1996	50,29
33	64,7	1983	147	1984	275,40	1966	49,90
34	66,7	1984	147	1947	272,40	1975	49,77
35	68,6	1993	144	1983	270,00	1964	46,13
36	70,6	1951	142	1949	264,80	1985	44,26
37	72,5	1956	142	1987	263,20	1960	43,37
38	74,5	1987	142	1988	263,20	1986	42,56
39	76,5	1949	140	1990	260,20	1988	42,56
40	78,4	1962	139	1966	259,40	1971	41,81
41	80,4	1966	137	1962	252,60	1995	41,79
42	82,4	1957	134	1951	252,40	1959	40,17
43	84,3	1988	134	1960	249,20	1958	39,73
44	86,3	1960	129	1957	240,40	1954	39,70
45	88,2	1996	129	1994	240,00	1956	38,34
46	90,2	1958	119	1996	239,80	1993	35,73
47	92,2	1994	118	1958	229,80	1948	35,16
48	94,1	1985	117	1985	218,80	1982	33,06

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

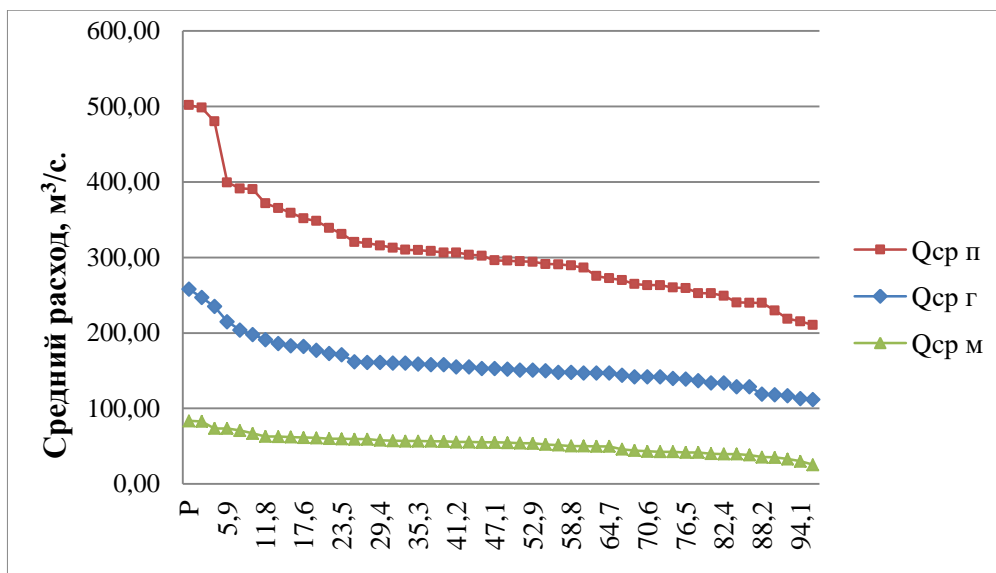


Рисунок 2.1 -Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определяется соответствующий расчетный год и гидрограф.

2.2 Выбор расчетного средневодного года (P = 50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности имеются конкретные года 1972 и 1992. Вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{M1993}}{Q_{M1972}} = 1,02, \quad (2.2)$$

$$K_P = \frac{Q_{P1972}}{Q_{P1987}} = 1,02, \quad (2.3)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1992}}{Q_{M1973}} = 1,05, \quad (2.4)$$

$$K_P = \frac{Q_{P1992}}{Q_{P1968}} = 1,02. \quad (2.5)$$

В качестве расчетного средневодного года мы принимаем 1992 год, но уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения мы не можем так как в этих годах коэффициенты приведения повышаются.

2.3 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года слева и справа от расчетной обеспеченности 90%: 1996 и 1958 гг. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M1996}}{Q_{M1994}} = 0,76, \quad (2.6)$$

$$K_P = \frac{Q_{P1996}}{Q_{P1956}} = 1,00, \quad (2.7)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1958}}{Q_{M1996}} = 0,90, \quad (2.8)$$

$$K_P = \frac{Q_{P1958}}{Q_{P1993}} = 1,04. \quad (2.9)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1958.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблицы 2.2, 2.3 и 2.4).

Таблица 2.2 - Расчетный маловодный год (P=90%) без приведения и с приведением

Месяцы	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	23,2	20,1	19,3	32,5	269	319	313	155	93	85	56	42
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	21	18	17	29	280	332	326	161	97	77	50	38

Таблица 2.3 - Расчетный средневодный год (P=50%) без приведения и с приведением

Месяцы	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	27,9	21,7	10,8	29,8	279	480	279	217	201	193	50	33

Требуется корректировка:

Таблица 2.4 – Корректировка средневодный год (P=50%).

Месяцы	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	27,9	21,7	10,8	29,8	279	480	279	217	201	193	50	33
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	30	25	17	45	300	450	326	161	190	180	60	38

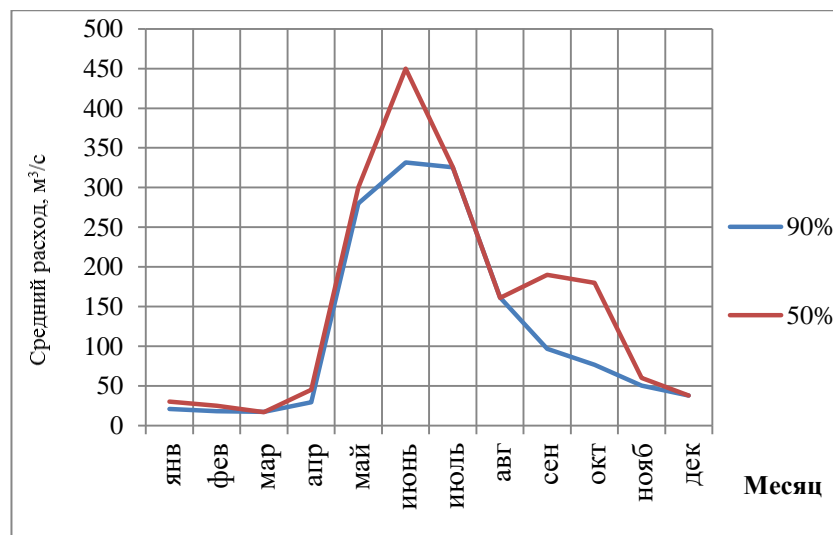


Рисунок 2.2 - Гидрограф средневодного и маловодного годов

2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного района расположения энергосистемы «Центр» и числа часов использования ее годового максимума нагрузки 4320 ч.

По справочным данным [7, табл. П.3.2] получаем: $\beta_{\text{сут}}^{\text{л}} = 0,825$;

$\beta_{\text{сут}}^3 = 0,78$; $\alpha_{\text{л}} = 0,625$.

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P_t^3 = P_c^{\text{max}} \cdot (\alpha_t^3 \cdot \beta_{\text{сут}}^3 + b_t^3), \text{ МВт}, \quad (2.10)$$

$$P_t^{\text{л}} = P_c^{\text{max}} \cdot \alpha_{\text{л}} \cdot (\alpha_t^{\text{л}} \cdot \beta_{\text{сут}}^{\text{л}} + b_t^{\text{л}}), \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

где $P_t^{\text{л}}$ и P_t^3 – нагрузка в летний и зимний часы суток, соответственно;

α_t^3 , $\beta_{\text{сут}}^3$, b_t^3 и $\alpha_t^{\text{л}}$, $\beta_{\text{сут}}^{\text{л}}$, $b_t^{\text{л}}$ – коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы, определенные по таблицам и графикам [13];

$\alpha_{\text{л}}$ – коэффициент летнего снижения нагрузки.

Расчет для суточных графиков нагрузки сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения суточных графиков нагрузки

Часы суток	Центр (58-51 северной широты)		Мощность, МВт	
	зима	лето	зима	лето
0	1,98-0,898	1.85-0.852	1028,30	662,88
1	2.05-1.05	2.002-1.03	870,10	633,20
2	2.1-1.17	2.22-1.22	743,54	603,52
3	2.17-1.17	2.3-1.3	822,64	593,63
4	2.17-1.17	2.3-1.3	822,64	593,63
5	2.1-1.1	2.3-1.3	854,28	593,63

Продолжение таблицы 2.5

Часы суток	Центр (58-51 северной широты)		Мощность, МВт	
	зима	лето	зима	лето
6	1,93-0.923	2,2-1.2	917,56	613,41
7	0,35-0.352	1,6-0.6	996,66	712,35
8	0.7+0.296	0.952+0.04	1328,88	821,18
9	0.3+0.702	0.175+0.7	1487,08	831,08
10	0.4+0.6	1	1439,62	989,38
11	0.67+0.324	0.275+0.72	1344,70	939,91
12	0.877+0.12	0.55+0.45	1265,60	890,44
13	0.755+0.22	0.42+0.575	1281,42	910,23
14	0.575+0.42	0.22+0.775	1376,34	949,80
15	0.62+0.347	0.42+0.577	1313,06	910,23
16	0.77+0.231	0.677+0.32	1313,06	870,65
17	0.1+0.90	0.4+0.60	1550,36	920,12
18	1	0.5+0.50	1582,00	900,33
19	0.17+0.825	0.62+0.375	1518,72	845,92
20	0.25+0.75	0.575+0.42	1502,90	791,50
21	0.37+0.625	0.35+0.51	1439,62	811,29
22	0.758+0.24	0.27+0.725	1313,06	771,71
23	1.35-0.352	0,952+0.05	1107,40	732,14

Построения интегральной кривой нагрузки ранжируется мощность в убывающем порядке, делятся на зоны, соответствующие приращением нагрузки, определяется выработка электроэнергии в данной зоне. Расчет интегральной кривой нагрузки сводится в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки

P_i^3 , МВт	Σ , МВт·ч	P_i^4 , МВт	Σ , МВт·ч
0	0	0	0
1582,00	31,64	989,38	39,575
1550,36	94,92	949,80	59,3625
1518,72	142,38	939,91	59,3625
1502,90	205,66	939,91	138,5125
1487,08	442,96	920,12	187,9813
1439,62	442,96	910,23	187,9813
1439,62	885,92	910,23	257,2375
1376,34	1139,04	900,33	336,3875
1344,70	1281,42	890,44	425,4313
1328,88	1439,62	880,54	524,3688
1313,06	1439,62	870,65	959,6938
1313,06	1439,62	831,08	1078,419
1313,06	1850,94	821,18	1451,413
1281,42	2072,42	792,49	1465,264
1265,60	4445,42	791,50	2355,702
1107,40	5711,02	732,14	2672,302
1028,30	6248,9	712,35	3513,271
996,66	7672,7	662,88	4047,533
917,56	7150,64	633,20	3889,233
870,10	7467,04	613,41	4087,108
854,28	8131,48	603,52	4294,877
822,64	8131,48	593,63	4294,877
822,64	9950,78	593,63	4294,877

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Если рассматривается неразвивающаяся энергосистема со статическим максимумом нагрузки, то $k=1$ и формула может быть представлена в виде:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

где P_t^{\max} – максимальная нагрузка в конкретный месяц;

t – номер месяца;

a, b – коэффициенты, для определения которых используются.

$$a = \frac{P_c^{\max} + P_{\text{л}}^{\max}}{2} = P_c^{\max} \frac{1 + a_{\text{л}}}{2} = 1285,4, \quad (2.13)$$

где P_c^{\max} – статический максимум нагрузки;

$a_{\text{л}}$ – коэффициент летнего снижения нагрузки.

$$b = \frac{P_c^{\max} - P_{\text{л}}^{\max}}{2} = P_c^{\max} \frac{1 - a_{\text{л}}}{2} = 296,6. \quad (2.14)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываются по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{\max} \cdot \beta_t^{\text{сут}} \cdot \sigma_{\text{мес}}, \text{ МВт}, \quad (2.15)$$

где P_t^{\max} – максимальная нагрузка в конкретный месяц;

$\beta_t^{\text{сут}}$ – коэффициент плотности суточного графика нагрузки t – го месяца;

$\sigma_{\text{мес}}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, который обычно изменяется в пределах 0,95.

Поскольку коэффициент $\beta_t^{\text{сут}}$ известен только для лета (июня - июля) и зимы (января - декабря), принимаем, что он изменяется линейно (рисунок 2.3). Поэтому плотность суточных графиков нагрузки любого другого месяца также определяется для его середины.

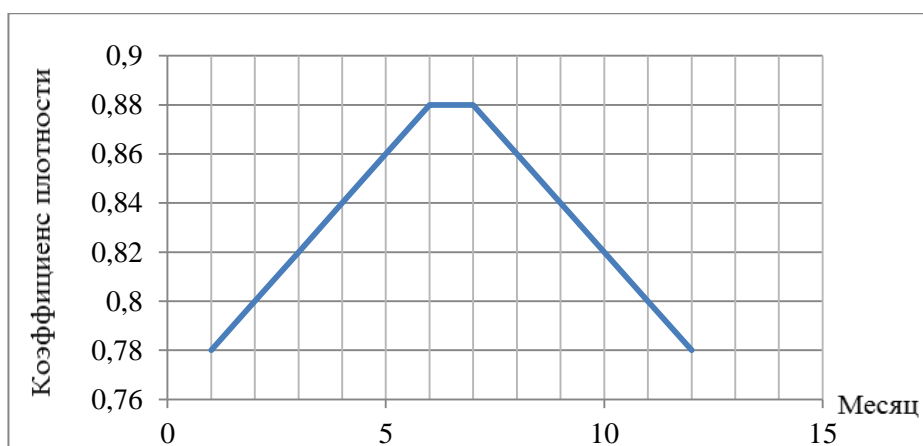


Рисунок 2.3 – График для определения коэффициента $\beta_t^{сут}$

Результаты расчетов максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы, при заданных максимуме нагрузки $P_t^{max} = 1582$ МВт, числе часов использования годового максимума нагрузки 4320 ч и района расположения энергосистемы «Центр» приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Максимальные и среднемесячные нагрузки

Месяц	$\beta_t^{сут}$	P_t^{max} , МВт	\bar{P}_t , МВт
1	0,78	1571,89	1164,77
2	0,8	1495,12	1136,29
3	0,82	1362,15	1061,11
4	0,84	1208,60	964,47
5	0,86	1075,63	878,79
6	0,88	998,86	835,04
7	0,88	998,86	835,04
8	0,86	1075,63	878,79
9	0,84	1208,60	964,47
10	0,82	1362,15	1061,11
11	0,8	1495,12	1136,29
12	0,78	1571,89	1164,77

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.4 и 2.5.

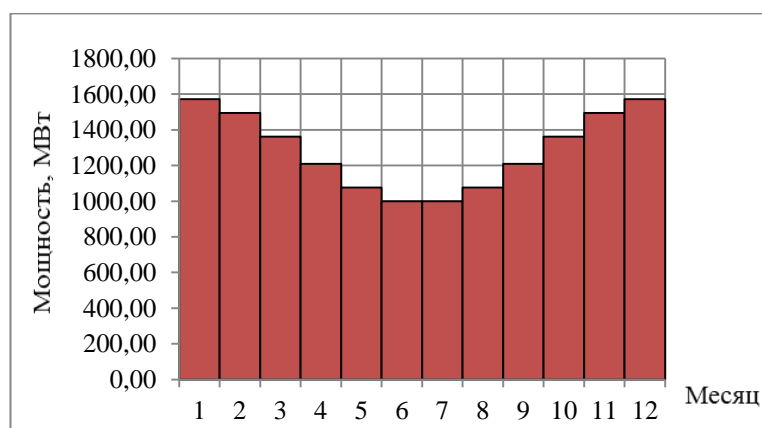


Рисунок 2.4 – Годовой график максимальных нагрузок

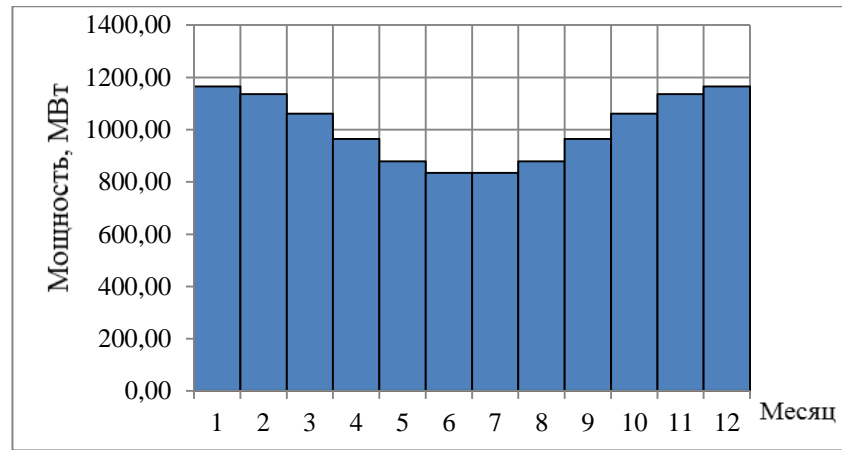


Рисунок 2.5 – Годовой график среднемесячных нагрузок

2.6 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пр}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

где $k_N=8,6$ – коэффициент мощности;

$Q_i^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = z_{\text{ВБ}} - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \text{ м}, \quad (2.19)$$

где $z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=70 м;

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе равен 0,95.

$\Delta h = 1,3$ м – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для определения $Z_{\text{НБ}}$ воспользуемся таблицей 1.3 (пункт 1.2).

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{ МВт}, \quad (2.20)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Основная задача: максимальное вытеснение тепловых мощностей.

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Параметры	Зима				Лето						Зима	
месяц	яенв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	нояб.	дек.
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80	40	40
$Q_{90\% \text{ пр.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	21	18	17	29	280	332	326	161	97	77	50	38
$Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{исп}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0
$Q_{лед}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	0	1	-2	-2	0	0	0	0	0	1	1
сумм. потери, м	2	1	2	-1	-1	1	1	1	1	1	2	2
$Q_{пол. быт}, \text{ м}^3/\text{с}$	19	17	16	30	281	331	324	160	96	75	49	36
$Q_{ср 1/3}, \text{ м}^3/\text{с}$	478											
$Q_{быт. пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	19	17	16	30	281	331	324	160	96	75	49	36
$Z_{вб}, \text{ м}$	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
$Z_{нб}, \text{ м}$	559	558	558	560	568	569	568	566	564	563	562	561
$H, \text{ м}$	83	83	83	81	74	73	73	76	78	79	80	81
$N_{ГЭС}, \text{ МВт}$	14	13	12	22	187	219	215	110	68	54	35	26
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80	40	40
$Z_{вб}, \text{ м}$	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
$Z_{нб}, \text{ м}$	561	561	561	561	563	563	563	563	563	563	561	561
$H, \text{ м}$	80	80	80	80	79	79	79	79	79	79	80	80
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	29	29	29	29	57	57	57	57	57	57	29	28
$N_{ГЭС-ВХК}, \text{ МВт}$	-15	-17	-17	-7	130	162	158	53	10	-3	6	-1
$\Sigma N_{ГЭС-ВХК}, \text{ МВт}$	520											

На годовом графике среднемесячных нагрузок откладываем мощность Каларского ГЭС, потом в соответствующие месяцы откладывается требования ВХК, график покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год) приведен на плакате «Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности».

В период половодья Каларского гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в октябре – апреле месяце, с мая по сентябрь ГЭС работает по нуждам ВХК.

Расчет покрытия годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год) приведен в приложении А в таблице А.1.

2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища задается условием, при котором транзитная мощность гидростанции меньше требуемой по водохозяйственному режиму.

По годовому графику средних мощностей определяется зона работы ГЭС по принятому режиму энергоотдачи, а по суточным графикам и ИКН - зона работы ГЭС в годовом графике максимальных мощностей.

Для проведения расчета режима работы ГЭС в маловодном году принимается заданным:

- расчетный гидрограф маловодного года;
- предварительный режим работы ГЭС;
- начало расчетного периода принято IX месяц, после окончания половодья;
- уровень воды в начале расчетного периода на начало сентября принят равным $\nabla_{НПУ} = 650\text{м}$;
- характеристики водохранилища приняты согласно исходным данным из таблице 1.2 (пункт 1.2).

Результатом расчета является получение отметки УМО – минимальной отметки, до которой срабатывается водохранилище $\nabla_{УМО} = 637,4\text{ м}$.

По кривой связи объемов водохранилища (таблица 1.2) определяется полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН.}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 2,1, \text{ км}^3, \quad (2.21)$$

где $V_{\text{НПУ}} = 8,4 \text{ км}^3$ – объем водохранилища при отметке НПУ;

$V_{\text{УМО}} = 6,3 \text{ км}^3$ – объем водохранилища при отметке УМО;

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = V_{\text{полезный}} / \bar{W} = 0,01, \quad (2.22)$$

где \bar{W} – среднегодовое количество стока в заданном створе (пункт 1).

2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся для оценки среднегодовой выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам в маловодном году.

При расчете режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году.
2. Работа ГЭС по режиму сработки расчетного маловодного года.

По каждому режиму подсчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки и принимается режим наполнения с большей выработкой. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по уровням наполнения в период наполнения в средневодном году ($\Sigma = 691,2 \text{ млн. МВт} \cdot \text{ч}$).

По результатам расчетов строится график сработки и наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год приведен на плакате «Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности».

2.9 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования

Назначить вариант установленной мощности ГЭС с учетом резервных мощностей.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС}, \text{ МВт}, \quad (2.23)$$

где $N_{раб.}^{ГЭС}$ - вытесняющая рабочая мощность ГЭС, определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

$N_{раб.}^{ГЭС}$ уточнена после водо-энергетического расчета маловодного года в пункте 5 расчета. По полученным данным находим рабочую мощность ГЭС, для этого:

1. Гарантируемую мощность делим на 2, чтоб разместить треугольники в пиковой и в базовой части суточного графика нагрузки энергосистемы, умножаем на 24 часа и получаем гарантируемую выработку:

$$\mathcal{E}_{гар1.} = \frac{N_{гар1.}}{2} \cdot 24, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.24)$$

$$\mathcal{E}_{гар2.} = \frac{N_{гар1.}}{2} \cdot 24, \text{ МВт}. \quad (2.25)$$

2. После этого откладываем эти выработки на ИКН, отпускаем катеты двух треугольников, это и будут наши рабочие мощности ГЭС: $N_{раб1.}$ и $N_{раб2.}$

$$N_{раб.} = N_{раб1.} + N_{раб2.}, \text{ МВт}, \quad (2.26)$$

где $N_{рез}^{ГЭС} = 2,31 \text{ МВт}$ – резервная мощность, устанавливаемая на ГЭС.

В результате имеем вариант установленной мощности ГЭС:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб.} + N_{рез}^{ГЭС}, \text{ МВт}. \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{ГЭС} = \frac{N_{уст}^{пр.ГЭС}}{4} \frac{1}{2}, \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.28)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2}, \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.29)$$

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Результаты расчета приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчетов

$\Theta_{\text{гар1}},$ МВт · ч	$\Theta_{\text{гар2}},$ МВт · ч	$N_{\text{раб1}},$ МВт	$N_{\text{раб2}},$ МВт	$N_{\text{раб}},$ МВт	$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}},$ МВт	$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}},$ МВт · мес/год	$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}},$ МВт · мес/год
1920,0	1920,0	160,0	71,0	231,0	233,0	29,0	553,0

Впишем полученные мощности в баланс мощностей энергосистемы (таблица 2.10).

Таблица 2.10 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Нагрузка системы			Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	$P_{\text{тах}},$ МВт	$P_{\text{ав}},$ МВт	$P_{\text{нгр}},$ МВт	$N_{\text{раб}},$ МВт	$N_{\text{нагр}},$ МВт	$N_{\text{ав}},$ МВт	$N_{\text{рем}},$ МВт	$N_{\text{раб}},$ МВт	$N_{\text{нагр}},$ МВт	$N_{\text{ав}},$ МВт	$N_{\text{рем}},$ МВт
I	1572	157	47	233	2,3	0	0	1339	27	107	0
II	1495	150	45	156	1,6	0	0	1339	27	107	0
III	1362	136	41	23	0,2	0	0	1339	27	107	0
IV	1209	121	36	50	0,5	0	0	1159	23	93	0
V	1076	108	32	102	1,0	0	0	974	19	78	91
VI	999	100	30	106	1,1	0	0	893	18	71	185
VII	999	100	30	112	1,1	0	0	887	18	71	185
VIII	1076	108	32	116	1,2	0	0	960	19	77	91
IX	1209	121	36	116	1,2	0	29	1093	22	87	0
X	1362	136	41	23	0,2	0	0	1339	27	107	0
XI	1495	150	45	156	1,6	0	0	1339	27	107	0
XII	1572	157	47	233	2,3	0	0	1339	27	107	0

Вариант баланса мощности энергосистемы для маловодного года с учетом ремонта оборудования ГЭС приведен на плакате «Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности».

В результате водно – энергетических расчетов определили гарантированную мощность $N_{\text{гар}} = 160$ МВт, среднемноголетнюю выработку энергии $\Theta = 691,2$ млн. кВт·ч и установленную мощность равную $N_{\text{уст}} = 233$ МВт.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

- оборудование должно обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;
- минимальное число гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Определение области допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению [3]:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВВ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \text{ м}, \quad (3.1)$$

где $z_{ВВ}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Ограничение работы турбин:

1. Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \text{ МВт}, \quad (3.2)$$

где k_N – коэффициент мощности;

2. Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{расч}^N = 46,3$ м (рисунок 3.1).

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничение по мощности		Линия ограничение по пропускной способности	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$z_{НБ}^{лето}$, м	$z_{НБ}^{зима}$, м	$H^{НПУ}$, м	$H^{УМО}$, м	$H^{збб1}$, м	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с
0	556,0	556,0	93,3	80,6	87,0	66,00	280,0	85,00	314,0
50	561,6	560,9	91,7	79,1	85,4	68,00	300,0	80,00	333,6
100	564,6	563,7	89,9	77,3	83,6	70,00	320,0	75,00	355,8
150	566,3	565,3	88,1	75,5	81,8	72,00	340,0	74,05	360,4
200	567,4	566,4	86,1	73,5	79,8	74,05	360,0		
250	568,4	567,2	84,9	72,3	78,6				
300	569,3	568,0	83,7	71,1	77,4				
350	570,1	568,8	82,6	70,0	76,3				
400	570,8	569,6	80,9	68,3	74,6				
450	571,4	570,3	80,3	67,7	74,0				
500	572,0	570,9	79,6	67,0	73,3				

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности (рисунок 3.1).

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 74,05$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 69,00$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 89,12$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 368$ м³/с.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{69,0}{89,12} = 0,77$ должно быть не меньше справочных данных.

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует ПЛД90-В-45 и РО115-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

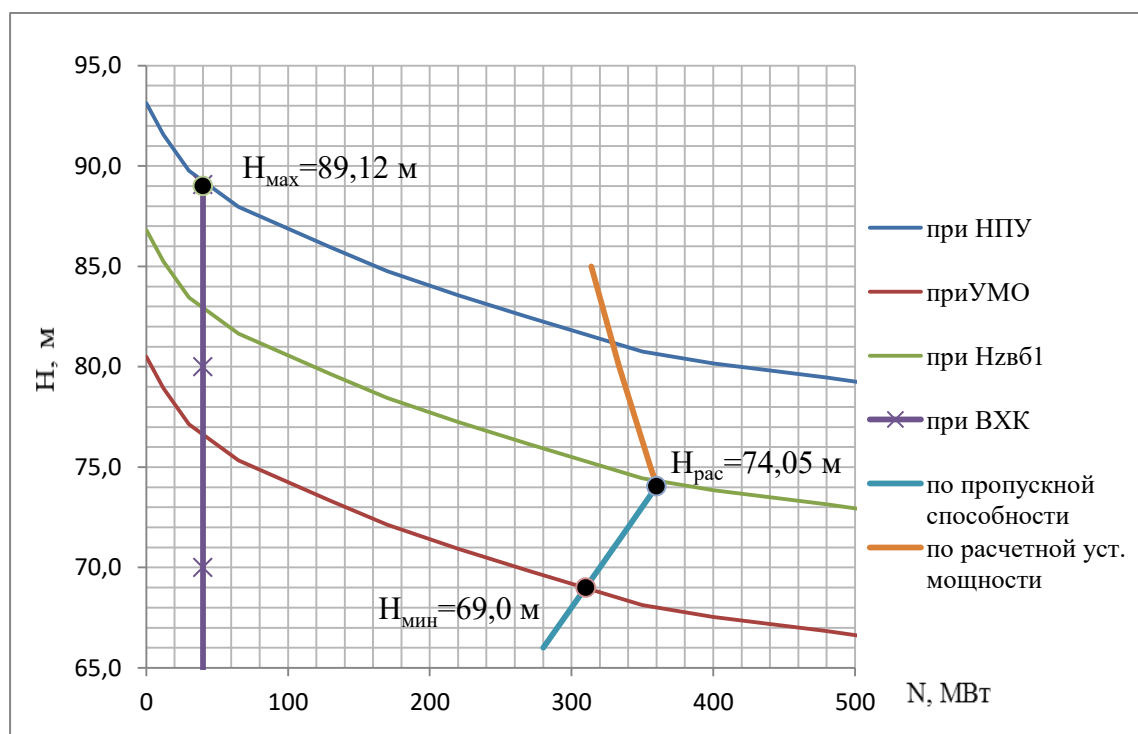


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛД90-В-45°	РО115-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	90	115
Диапазон регулирования	H_{min} / H_{max}	0,50	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, мин^{-1}$	85	75
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, л/с$	820	900
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0,921	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1300	1080
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1max}$	0,45	0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1м}, м$	0,460	0,5156
Напор модельной турбины	$H_м, м$	4	4
Вязкость воды	$t_м, ^\circ C$	16	2

На главных универсальных характеристиках турбин намечаются расчетные точки Р1, предварительно проводя линию через оптимум КПД $Q'_{1(P_1)} = 0,1080 м^3/с$ – для РО115-В.

Определение КПД натурной турбины

КПД натурной турбины определяется по формуле [2]:

$$\eta_{H \text{ opt}} = 1 - (1 - \eta_{M \text{ opt}}) \cdot \left[0,25 + 0,75 \left(\frac{Re_M}{Re_H} \right)^{0,2} \right], \quad (3.4)$$

где: Re – число Рейнольдса, причем:

$$\left(\frac{Re_M}{Re_H} \right)^{0,2} = \left(\frac{v_M}{v_H} \right)^{0,2} \cdot \left(\frac{D_{1M}}{D_{1H}} \right)^{0,2} \cdot \left(\frac{H_M}{H_H} \right)^{0,2}, \quad (3.5)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости воды, зависящей от её температуры;

Средняя температура воды для натурной турбины назначается в зависимости от предполагаемого места расположения ГЭС. По согласованию с консультантом принимаем $t = 16^\circ \text{C}$. Средняя температура воды для модельной турбины принимаются для ПЛД90-В-45° $\nu_M = 1,13$, для РО115-В $\nu_M = 1,678$.

Параметры $\eta_{M \text{ opt}}$, D_{1M} , H_M для каждой турбины принимаются из таблицы 3.2.

Определение поправки КПД

Поправка КПД за счет масштабного эффекта и отношение КПД натурной и модельной турбин в оптимальном режиме:

$$\Delta \eta_M = \eta_{H \text{ opt}} - \eta_{M \text{ opt}}, \quad (3.6)$$

$$m = \eta_{H \text{ opt}} / \eta_{M \text{ opt}}. \quad (3.7)$$

Определение частоты вращения турбины

Частота вращения турбины:

$$n^* = \frac{n'_{Ip} \cdot (m \cdot H_p)^{0,5}}{D_1}, \text{ об/мин}, \quad (3.8)$$

где n'_{Ip} – расчетное значение приведенной частоты вращения.

Предварительно принимаем $n'_{Ip} = n'_{I \text{ opt}}$ (см. в таблице 3.2).

Полученное по формуле (3.8) значение частоты округляется до ближайшего синхронного значения частоты вращения $n_{\text{синхр}}$.

Принятые значения синхронных частот вращения являются единственно возможными для выбранных турбин и исходных начальных данных. При

использовании других, близких синхронных частот вращения рабочая зона турбины на универсальной характеристике удаляется от области оптимума КПД.

Уточнение значений расчётной приведенной частоты вращения

Значение расчётной приведенной частоты вращения:

$$n'_{I p} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_p)^{0,5}}, \text{ об/мин.} \quad (3.9)$$

Определение рабочей зоны турбины на УХ

Рабочая зона турбины на УХ по формулам:

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\min})^{0,5}}, \text{ об/мин,} \quad (3.10)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\max})^{0,5}}, \text{ об/мин.} \quad (3.11)$$

Определением мощности одного агрегата

Мощность одного агрегата:

$$N^*_a = 9,81 \cdot \eta_n \cdot 1,13 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5}, \text{ кВт.} \quad (3.12)$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N^*_a} \quad (3.13)$$

Определение окончательного положение расчетной точки

На главных универсальных характеристиках проводим линии $n'_{I p}$, $n'_{I \max}$, $n'_{I \min}$. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии $n'_{I p}$ подбираем такое сочетание η_n и Q'_l , чтобы выполнялось равенство:

$$(Q'_l \cdot \eta) = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p \cdot \eta_n}}. \quad (3.14)$$

Для полученной расчетной точки строится линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I \min}$

соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (1.9) вместо H_p максимальный напор:

$$(Q'_I \cdot \eta) = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_r}. \quad (3.15)$$

Для полученной расчетной точки строится линия ограничения по турбине. Для этого из расчетной точки строится линия параллельно линии открытию направляющего аппарата $a_{opt I}$.

Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линия ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитывается в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равен единице, то:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.17)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.18)$$

Турбина может работать при минимальном расходе, если линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики. Рабочий диапазон универсальной характеристики для РО115-В-45 приведен на рисунок Б.1 (приложение Б).

Результаты расчетов приведены в таблице Б.1 (приложение Б) для РО115-В.

Проанализировав данные результаты видно, что гидротурбина РО115-В-45 (мощность агрегата 116,5 МВт и $D_1 = 4,5$ м) более других подходит для работы в заданном режиме. Основным преимуществом турбин данного типа является самый высокий оптимальный КПД, чем у ПЛД90-В-45°, а также является экологически безопасной. ПЛД90-В-45° в свою очередь конструктивно сложнее и более подвержена износу.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметки расположения рабочего колеса т.е. отметки характерной плоскости турбины (оси поворота лопастей рабочего колеса) производится из условия обеспечения бескавитационной работы турбины во всех режимах [2].

$$H_s \leq H_s^{\text{доп}}, \quad (3.19)$$

где H_s – фактическая, а $H_s^{\text{доп}}$ – допустимая высоты отсасывания в данном режиме работы турбины.

Значение $H_s^{\text{доп}}$ можно определить по эксплуатационной или рабочей характеристике в любом режиме в пределах рабочей зоны, а фактическая H_s будет изменяться в связи с колебаниями нижнего бьефа.

Для выполнения условия (3.19) определяем отметки характерной плоскости для трех режимов работы:

а) Для расчетного напора H_p и номинальной мощности:

$$(\nabla X.ПЛ.)_{H_p} = \nabla H_{У_p} + (H_s^{\text{доп}})_{H_p}, \text{ м}, \quad (3.20)$$

где $\nabla H_{У_{\max}}$, $\nabla H_{У_p}$, $\nabla H_{У_{\min}}$ – отметки НБ при $Q_{\text{нб}}$;

$(H_s^{\text{доп}})_{H_p}$ – минимальное значение допустимой высоты отсасывания при H_p ;

$(H_s^{\text{доп}})_{H_{\max}}$ – минимальное значение допустимой высоты отсасывания при H_{\max} ;

$(H_s^{\text{доп}})_{H_{\min}}$ – минимальное значение допустимой высоты отсасывания при H_{\min} ;

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$(H_s^{\text{доп}})_{H_p} = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H_p - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \text{ м}, \quad (3.21)$$

где $B=10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

$\Delta H_s = 1,5$ м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения k_σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и бескавитационный запас;

σ – кавитационный коэффициент, который берется из ГУХ;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО;

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ или $\nabla H_{У}$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{нб}}$.

$$\Delta Z_{\text{х.пл}} = \frac{B_{0H}}{2} = \frac{B_{0M} \cdot (D_{1H}/D_{1M})}{2}, \text{ м}. \quad (3.22)$$

б) Для максимального напора H_{\max} и номинальной мощности:

$$(\nabla X. \text{ПЛ.})_{H_{\max}} = \nabla H_{\text{У}}_{\min} + (H_s^{\text{доп}})_{H_{\max}}, \text{ м.} \quad (3.23)$$

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$(H_s^{\text{доп}})_{H_{\max}} = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H_{\max} - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{Х.ПЛ}}, \text{ м.} \quad (3.24)$$

в) Для минимального напора H_{\min} и соответствующей ему мощности N^* на линии ограничения:

$$(\nabla X. \text{ПЛ.})_{H_{\min}} = \nabla H_{\text{У}}_{\max} + (H_s^{\text{доп}})_{H_{\min}}, \text{ м.} \quad (3.25)$$

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$(H_s^{\text{доп}})_{H_{\min}} = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H_{\min} - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{Х.ПЛ}}, \text{ м.} \quad (3.26)$$

Расчеты приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Высота отсасывания определяется и отметки расположения рабочего колеса

$\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}},$ м	$(H_s^{\text{доп}})_{H_p},$ м	$(\nabla X. \text{ПЛ.})_{H_p},$ м	$(H_s^{\text{доп}})_{H_{\max}},$ м	$(\nabla X. \text{ПЛ.})_{H_{\max}},$ м	$(H_s^{\text{доп}})_{H_{\min}},$ м	$(\nabla X. \text{ПЛ.})_{H_{\min}},$ м
0,711	-5,41	560,42	-1,45	563,75	-4,49	561,51

Из трех полученных $\nabla(X. \text{ПЛ.})$ выбирается наименьшее значение, которое отмечается на компоновочном чертеже установки, в этом случае $\nabla(X. \text{ПЛ.}) = 560,42 \text{ м.}$

3.3 Гидромеханический расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата

Расчет проводится с учетом такого допущения: $v_u \cdot r = \text{const.}$

Исходные данные:

$$N_p = 116500 \text{ кВт};$$

$$H_p = 74,05 \text{ м};$$

$$D_1 = 4,5 \text{ м};$$

$$b_0 = 1,422 \text{ м};$$

$$D_a = 6,95 \text{ м};$$

$$D_b = 6,0 \text{ м};$$

$$D_4 = 7,35 \text{ м};$$

$$R = 0,4 \text{ м};$$

$$h_1 = 0,41 \text{ м.}$$

Расход, проходящий через одну турбину:

$$Q_p = \frac{N_p}{9,81 \cdot H_p} = \frac{116500}{9,81 \cdot 74,05} = 160,4, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.27)$$

Определение высоты статора [4]:

$$b_1 = b_0 + 0,02, \text{ м}. \quad (3.28)$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1, \text{ м}. \quad (3.29)$$

По графику (рисунок 3.2) определяется скорость: $v_{cp} = 7,5 \text{ м/с}$.

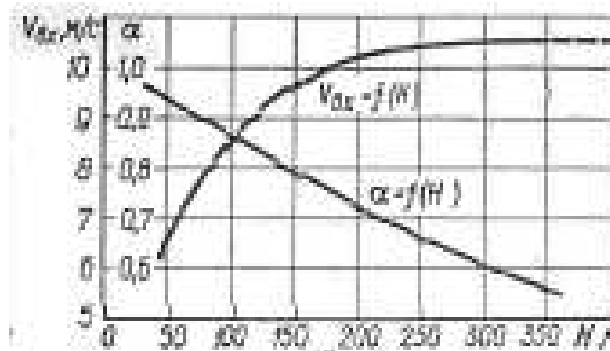


Рисунок 3.2 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.30)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}}, \text{ м}^2. \quad (3.31)$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}}, \text{ м}. \quad (3.32)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = \frac{D_4}{2} + \sqrt{\rho_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \text{ м}. \quad (3.33)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{ВХ}} = a + \rho_{\text{ВХ}}, \text{ м.} \quad (3.34)$$

Значение φ/c :

$$C = \frac{\varphi}{a - \sqrt{a^2 - \rho_{\text{ВХ}}^2}}, \quad (3.35)$$

$$\frac{\varphi}{c}, \quad (3.36)$$

Значение x и ρ :

$$x = \sqrt{\rho_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \text{ м,} \quad (3.37)$$

$$\rho^2 = x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2, \text{ м,} \quad (3.38)$$

$$\rho = \sqrt{\rho^2}, \text{ м.} \quad (3.39)$$

Результаты расчета приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Параметры входного сечения

$b_1, \text{ м}$	$H_1, \text{ м}$	$Q_{\text{ВХ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$F_{\text{ВХ}}, \text{ м}^2$	$a, \text{ м}$	$R_{\text{ВХ}}, \text{ м}$	C	φ/c	$X, \text{ м}$	$\rho_{\text{ВХ}}, \text{ м}$	$\rho, \text{ м}$
1,442	2,26	156,4	20,85	5,99	8,57	602,48	0,583	2,315	2,58	2,58

Последовательно задаваясь рядом значений углов, рассчитываются все сечения спиральной камеры.

Расчёт неэллиптических сечений спиральной камеры представлены в таблице Б.2 (приложение Б).

Для расчёта эллиптических сечений требуется определить R , для каждого угла спирали. Строится график зависимости $R = f(\varphi^\circ)$ исходя из расчёта эллиптических сечений и примерно продлевается до нормального вида. График зависимости $R = f(\varphi^\circ)$ представлен на рисунке. 3.3.

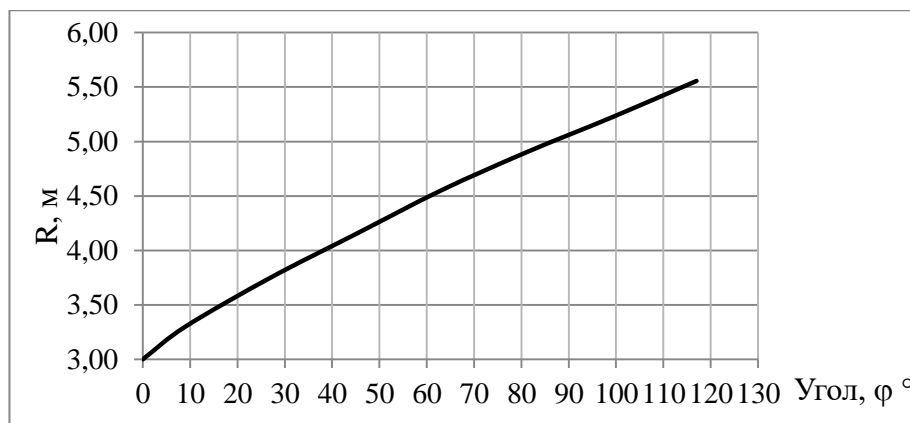


Рисунок 3.3 – График зависимости $R = f(\varphi^\circ)$

Значения размеров эллиптических сечений берутся из графика зависимости $R = f(\varphi^\circ)$, приведенный в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Значения размеров эллиптических сечений

Параметры	Значения						
R, м	0	9	27	45	63	81	99
φ°	3	3,3	3,75	4,2	4,61	4,96	5,22

По данным из таблиц Б.2 и 3.4 строится в плане металлическая спиральная камера с круглым сечением и полным углом охвата, данный чертёж приведен в приложении Б, рисунок Б.2.

3.4 Подпор и контрольный расчет отсасывающей трубы

В проекте применяется изогнутая отсасывающая труба, геометрически подобную модельной турбине [2].

Основные размеры отсасывающей трубы пересчитываются по отношению диаметров модели и натуре.

В качестве узловых точек принимаются следующие сечения:

Входное сечение конуса:

$$D_{1-1} = D_{\text{горл}} = 1,026 \cdot D_1 = 4,6, \text{ м}, \quad (3.40)$$

$$l_{1-1} = 0, \text{ м}. \quad (3.41)$$

Входное сечение колена:

$$D_{2-2} = D_{\text{к}} = 1,229 \cdot D_1 = 5,5, \text{ м}, \quad (3.42)$$

$$l_{2-2} = 0 + 1,455 \cdot D_1 = 6,5, \text{ м}. \quad (3.43)$$

Выходное сечение колена:

$$h_{3-3} = 0,631 \cdot D_1 = 2,8, \text{ м}, \quad (3.44)$$

$$l_{3-3} = 6,55 + 1,834 \cdot D_1 = 14,8, \text{ м}. \quad (3.45)$$

и шириной $B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 4,5 = 13,49, \text{ м}.$

Выходное сечение диффузора:

$$h_{4-4} = 1,234 \cdot D_1 = 5,5, \text{ м}, \quad (3.46)$$

$$l_{4-4} = 14,8 + 2,53 \cdot D_1 = 26,2 \text{ м}. \quad (3.47)$$

Рассчитаются площади соответствующих сечений:

Входное сечение конуса (1-1):

$$F_{1-1} = (\pi \cdot D_{1-1}^2) / 4 = 16,7 \text{ м}^2. \quad (3.48)$$

Входное сечение колена (2-2):

$$F_{2-2} = (\pi \cdot D_{2-2}^2) / 4 = 24 \text{ м}^2. \quad (3.49)$$

Выходное сечение колена (3-3):

$$F_{3-3} = h_{3-3} \cdot B_1 = 39,3 \text{ м}^2. \quad (3.50)$$

Выходное сечение диффузора (4-4):

$$F_{4-4} = h_{4-4} \cdot B_1 = 75 \text{ м}^2. \quad (3.51)$$

Рассчитываются средние меридианные скорости и среднюю удельную кинетическую энергию потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода.

$$Q_{opt} = Q'_{Iopt} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot m}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.52)$$

$$Q_{max} = Q'_{Imax} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot m}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.53)$$

где $N^* = 117320,4 \text{ кВт}$ – мощность в точке оптимума КПД;

$\eta_{\text{опт}} = 0,927$ – оптимальное КПД.

$$V_{i-i} = Q_k / F_{i-i}, \text{ м/с}, \quad (3.54)$$

$$E_{i-i} = 100 \cdot V_{i-i}^2 / (2gH_p), \%. \quad (3.55)$$

Составляется таблицу 3.6, для построения графиков изменения средней меридианной скорости $v = v(l)$ и средней удельной кинетической энергии потока $E = E(l)$ (l – длина средней линии, определяем по УХ).

Таблица 3.6 – изменение средней меридианной скорости $v = v(l)$ и средней удельной кинетической энергии потока

$Q_{opt},$ м ³ /с	$Q_{max},$ м ³ /с	Сечение	$v_{i-i_{opt}}$ м/с.	$v_{i-i_{max}}$ м/с.	$E_{i-i_{opt}},$ %.	$E_{i-i_{max}},$ %.	$l,$ м.
159,2	191,0	1-1	9,5	11,4	6,2	9,0	0
		2-2	6,6	8,0	3,0	4,4	6,5
		3-3	4,2	5,0	1,2	1,7	14,8
		4-4	2,1	2,6	0,31	0,45	26,2

Строятся графики изменения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода (рисунок 3.4 и 3.5):

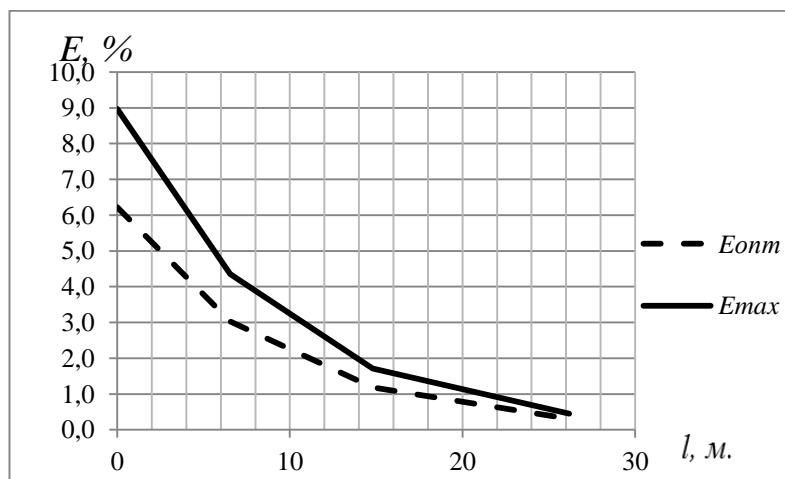


Рисунок 3.4 – Изменения удельной кинетической энергии потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода

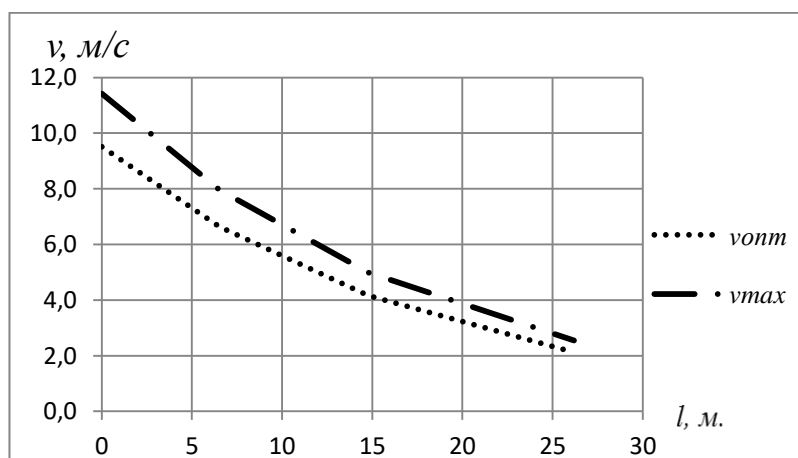


Рисунок 3.5 – Изменения средней меридианной скорости потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода

3.5 Формулирование требований к гидрогенератору и выбор

маслонапорной установки

3.5.1 Определение маслонапорной установки

Для предварительного выбора маслонапорных установок радиально – осевых турбин используется график [4].

При $H_{max} = 89,12$ м. и $D_1 = 4,5$ м. принимается МНУ 6,3/1-40-8-2

3.5.2 Основные параметры гидрогенератора

Номинальную частоту вращения генератора принимаем равной назначенной частоте вращения турбины $n_{синх} = 150$ (об/мин).

Разгонная частота вращения, определяющая расчётные по прочности нагрузки генератора, задается соотношением [3]:

$$n_{разг} = k_{разг} \cdot n_{синх}, \text{ об/мин}, \quad (3.56)$$

где $k_{разг}$ принимается 1,6 для РО турбин.

Номинальная активная мощность генератора определяется в виде:

$$N_{ген} = N_T \cdot \eta_{ген}, \text{ МВт}, \quad (3.57)$$

где $\eta_{ген} = 0,985$ – КПД генератора;

$N_T = 116,5$ (МВт) – номинальная мощность турбины.

Номинальная кажущаяся мощность определяется по формуле:

$$S_H = N_{ген} / \cos \varphi, \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.58)$$

где $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности.

Затем определяется удельная нагрузка, т.е. кажущаяся мощность, приходящаяся на один полюс по формуле:

$$S^* = \frac{S_H}{2p}, \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.59)$$

Вес ротора генератора и его маховой момент приближенно оцениваются по эмпирическим соотношениям.

Диаметр расточки статора:

$$D_{вн. статора} = 2,6 \cdot (S_H)^{0,25} \cdot (n_{синх})^{-0,33} \text{ м}. \quad (3.60)$$

Вес ротора генератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,8 \cdot (D_{\text{вн. статора}} - 1) \text{ МН.} \quad (3.61)$$

Маховой момент инерции ротора генератора:

$$GD^2 = 10 \cdot (S_{\text{ген}})^{0,8} \cdot (n_{\text{синх}})^{-1,2}, \text{ МН} \cdot \text{м}^2. \quad (3.62)$$

Осевое усилие на подпятник агрегата складывается из трех основных составляющих: веса ротора генератора $G_{\text{рот}}$, веса рабочего колеса и вала турбины $G_{\text{т}}$ и осевого гидравлического усилия на рабочем колесе $P_{\text{ос}}^{\text{гидр}}$.

Вес рабочего колеса с валом турбины оцениваются по эмпирической зависимости в виде:

$$G_{\text{т}} = k_G \cdot (D_1)^{\alpha} \cdot (H_{\text{max}})^{\beta} \text{ МН,} \quad (3.63)$$

где $k_G = 0,018$;

$\alpha = 2,3$;

$\beta = 0,1$.

Гидравлическое осевое усилие на рабочем колесе:

$$P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = k_{\text{ос}} \cdot (D_1^2 - d_{\text{вт}}^2) \cdot H_{\text{max}} \text{ МН,} \quad (3.64)$$

где $k_{\text{ос}} = 0,003$;

$d_{\text{вт}} = 0,324 \cdot D_1 = 0,324 \cdot 4,5 = 1,458 \text{ м}$ – диаметр втулки рабочего колеса.

Осевое усилие на подпятник агрегата:

$$P_{\text{ос}} = G_{\text{рот}} + G_{\text{т}} + P_{\text{ос}}^{\text{гидр}}, \text{ МН.} \quad (3.65)$$

Основные параметры гидрогенератора приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Основные параметры гидрогенератора

Нразг, об/мин	Нгенер, МВт	Sn, МВ·А	S*, МВ А	D _{вн.} статора, М	G _{рот} , МН	GD ² , МН·м ²	G _т , МН	P _{ос} ^{гидр} , МН	P _{ос} , МН
240	115	127,7	3,19	9,4	6,72	1,183	0,897	4,85	12,46

3.6 Разработка схемы установки

При выборе типа гидрогенератора необходимо учитывать влияние следующих технико-экономических показателей:

- Высоту агрегата и связанную с ней стоимость машинного зала;
- Вес и стоимость генератора и турбины;
- КПД генератора;
- Вибрационную устойчивость и жесткость агрегат;

– Надёжность работы подпятника.

В соответствие с выполненным расчетом параметров гидрогенератора подбирается подвесной тип гидрогенератора с тремя направляющими подшипниками СВ627/230-20Т.

Номинальные данные гидрогенератора СВ627/230-20Т приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Номинальные данные гидрогенератора СВ627/230-20Т.

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	127,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	115
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	11
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	300
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,86
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,23
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,15
Диаметр корпуса статора		м	11,3
Диаметр шахты вокруг генератора		м	12
Диаметр шахты под генератором		м	4,75
Высота корпуса статора		м	3,75
Полная высота генератора		м	11,9
Система возбуждения	Электромашинная		
Исполнение	Вертикальное		

3.6.1 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия [3]:

- Скручивающих усилий;
- Изгибающих усилий;
- Растягивающих усилий.

Расчёт наружного диаметра вала:

$$D_v^* \geq (5,1 \cdot M_{\text{кр}} / [\tau_{\text{доп}}])^{0,33} = 1,03 \text{ м}, \quad (3.66)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 35 \text{ МПа}$.

Крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяется по формуле:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot N_{\text{ген}} / n_{\text{синх}} = 4,47 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.67)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизованного:

$$D_B = 1,05 \text{ м.}$$

3.6.2 Расчет радиальных нагрузок подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте применяется подшипник сегментного типа на водяной смазке.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности [3].

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot N / (n_{\text{синх}} \cdot D_1), \text{ м.} \quad (3.68)$$

Предварительно выбирается высота и число сегментов по таблице 3.9: $h_{\text{п}} = 0,4 \text{ м}$; $Z_{\text{сегм}} = 8$.

Таблица 3.9 - Высота и число сегментов

$D_{\text{в}}, \text{ мм}$	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{\text{п}}, \text{ мм}$	300	400	500	600
$Z_{\text{сегм}}$	8	8	10	12

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = R_{\text{рад}} / (1 + 2\cos \alpha + 2\cos(2\alpha)) \text{ кПа}, \quad (3.69)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный: $\alpha = 360^\circ / Z_{\text{сегм}}$.

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = R_1 / (l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}), \text{ кПа}, \quad (3.70)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 \div 0,90) \pi \cdot d_{\text{п}} / Z_{\text{сегм}}, \text{ м}, \quad (3.71)$$

где $d_{\text{п}}$ – диаметр вала под подшипником с учётом облицовки, принимается на 20 мм больше $D_{\text{в}}^*$.

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.72)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}} / 30 \text{ м/с.} \quad (3.73)$$

Расчет радиальных нагрузок подшипника приведен в таблице 3.10

Таблице 3.10 - Расчет радиальных нагрузок подшипника

$R_{\text{рад}}, \text{кН}$	$R_1, \text{кН}$	$\alpha, ^\circ$	$Z_{\text{сегм}}, \text{м}$	$p_{\text{уд}}, \text{кПа}$	$l_{\text{сегм}}, \text{м}$	$D_{\text{п}}, \text{м}$	$[p_{\text{уд}}], \text{кПа}$	$U, \text{м/с}$
136	56,3	45	8	372,61	0,38	1,07	824,25	16,48

Так как $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$, то выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы гидроагрегата.

4 Гидротехнические сооружения

Исходные данные для проектирования водосливной плотины Каларского гидроузла:

- Геологический разрез по створу плотины
- Класс сооружения определяется из [16, (приложение Б, таблицы Б.1, Б.2)] – I класса;
- Количество гидроагрегатов, участвующих в пропуске воды ($z_{га}$), и расход через один гидроагрегат ($Q_{га}$):
 - $z_{га} = 2$;
 - $Q_{га} = 188,57 \text{ м}^3/\text{с}$
- Отметки:
 - нормального подпорного уровня (НПУ) – 650 м;
 - форсированного подпорного уровня (ФПУ) – 652 м;
 - уровень мёртвого объёма (УМО) – 637,4 м;
 - отметка дна – 556 м;
- Назначение гидроузла: энергетическое;
- Кривая связи расходов и отметок уровней в нижнем бьефе гидроузла, (пункт 2.6).

4.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

При проектировании гидроузла определяется состав сооружений. Отношение $\frac{B}{h_{пл}} = \frac{300}{94} = 3,2 < 5$ (B – ширина плотины, $h_{пл}$ – высота плотины), створ плотины является узким.

Компоновка здания ГЭС и водосливной плотины – русловая (располагаются в естественном русле реки).

Напорный фронт создается бетонными сооружениями:

- Правобережной глухой плотиной;
- Водосливной плотиной;
- Станционной плотиной;
- Левобережной глухой плотиной.

Здание ГЭС – приплотинного типа. Водоприемник размещается в станционной части плотины и подвод воды к турбинам производится турбинными водоводами, проложенными в теле плотины.

4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

4.2.1 Определение отметки гребня плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью за отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам [11]:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a, \text{ м}, \quad (4.1)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a, \text{ м}, \quad (4.2)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1% обеспеченности:

a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет для I класса – 0,8 м.

Расчет отметки гребня бетонной плотины при основном сочетании нагрузок и воздействий

Условная расчетная глубина водохранилища воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = 47,00 \text{ м}. \quad (4.3)$$

Высота волны 1% обеспеченности определяется по схеме:

1) Вычисляются безразмерные комплексы: $\frac{gL}{V_w^2} = 392,4$ и $\frac{gt}{V_w} = 10594,8$,

где t – период развития волн на водохранилище, 6 ч = 21600 с;

L – длина разгона волны, м.

V_w – расчетная скорость ветра для основного сочетания нагрузок и воздействий для сооружения I класса – 2% ($V_w = 20$ м/с.) обеспеченности.

2) Из графика [12, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяются параметры: $\frac{gL}{V_w^2} = 0,034$ и $\frac{gt}{V_w} = 2,290$ для каждого значения.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{gL}{V_w^2} \cdot \frac{V_w^2}{g} = 1,39 \text{ м}, \quad (4.4)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{gt}{V_w} \cdot \frac{V_w}{g} = 4,67 \text{ с}. \quad (4.5)$$

3) Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = 34,07 \text{ м}. \quad (4.6)$$

4) Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ($47 \text{ м} > 17 \text{ м}$) выполняется, следовательно, зона водохранилища является глубоководной.

5) Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,90 \text{ м}, \quad (4.7)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяется по графику [5, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$.

6) Отметка гребня бетонной плотины:

$$\nabla \text{ГБП} = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + a = 650 + 2,9 + 0,8 = 653,7 \text{ м}. \quad (4.8)$$

Расчет отметки гребня плотины при особом сочетании нагрузок и воздействий

Данный расчет производится аналогично с помощью тех же формул что и расчет отметки гребня плотины при основном сочетании нагрузок и воздействий, но для отметки ФПУ.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.1.

Таблице 4.1 – Результаты расчетов

Наименование	Параметры		Значения	
Условная расчетная глубина	d, м		48,40	
Безразмерные комплексы	gL/V_w^2	697,6	gh/v_w^2	0,04
			gT/v_w	2,60
	gt/V_w	14126,4	gh/v_w^2	0,11
			gT/v_w	4,20
Расчетная скорость ветра	V_w , м/с		15,00	
Средняя высота волны	\bar{h} , м		0,92	
Средний период волны	\bar{T} , с		3,98	
Средняя длина волны	$\bar{\lambda}_d$, м		24,70	
Высота волны 1% обеспеченности	$h_{1\%}$, м		1,96	
Отметка гребня бетонной плотины	ГБП, м		653,90	

Условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ($48,4 \text{ м} > 12,35 \text{ м}$), следовательно, зона водохранилища является глубоководной.

Отметка гребня бетонной плотины принимается 653,9 м.

4.2.2 Гидравлические расчеты

Гидравлическими расчетами устанавливаются [18]:

- Длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий;
- Отметка гребня водослива;
- Форма водосливной грани;

– Сопряжение струи в нижнем бьефе при $\nabla_{\text{НПУ}}$ и пропуске максимального расхода основного расчетного случая ($Q_{\text{мах осн.}}^{0,1\%}$).

При $\nabla_{\text{ФПУ}}$ проверяется пропуск максимального расхода при поверочном расчетном случае ($Q_{\text{мах}}^{0,01\%}$).

Определение ширины водосливного фронта

Расход через ГЭС определяется по следующему выражению:

$$Q_{\text{ГЭС}} = (z_{\text{га}} - 1) \cdot Q_{\text{га}} = 188,57 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.9)$$

где $z_{\text{га}}$ – число гидроагрегатов, участвующих в пропуске расходов воды;
 $Q_{\text{га}}$ – расход через один гидроагрегат.

Расчетный расход через водосливную плотину определяется по следующему выражению:

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\text{мах осн.}}^{0,1\%} - Q_{\text{ГЭС}} = 1493,43 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.10)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{вод}} = 1,25 q_{\text{рисб}}, = 129,4 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.11)$$

где $q_{\text{рисб}}$ – удельный расход на рисберме, который равен.

$$q_{\text{рисб}} = v_{\text{н}} \cdot h_{\text{нб}} = 103,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.12)$$

где $v_{\text{н}}=5,0 \text{ м/с}$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, зависящая от вида грунта, на котором расположена рисберма, для скального основания (гранит).

$h_{\text{нб}}$ – глубина в НБ при максимальном расходе для основного расчетного случая, определяется по графику $Q = f(\nabla_{\text{НБ}})$, $\nabla_{\text{НБ}} Q_{\text{мах осн.}}^{0,1\%} = 576,7 \text{ м}$.

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{НБ}} Q_{\text{мах осн.}}^{0,1\%} - \nabla_{\text{дно}} = 20,7 \text{ м}. \quad (4.13)$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = Q_{\text{расч}} / q_{\text{вод}} = 11,5 \text{ м}. \quad (4.14)$$

С другой стороны:

$$B = n \cdot b, \quad (4.15)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета, выбирается по техническому регламенту – заводов изготовителей гидромеханического оборудования.

При ширине водосливного отверстия $b = 8$ м, число водосливных отверстий будет равно: $n = \frac{11,5}{8} = 1,43$. Количество водосливных отверстий принимается $n = 2$.

Тогда ширина водосливного фронта составит $B = 2 \cdot 8 = 16$ м.

Определение отметки гребня водослива

Отметка гребня водослива:

$$ИВ = ИНПУ - H_{\text{стан}} = 636,00 \text{ м.} \quad (4.16)$$

Определение полного напора на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива [18]:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1493,43}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,27 \text{ м,} \quad (4.17)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А $m \approx 0,49$.

Полный напор на водосливе во втором приближении, т.е. с учётом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \xi \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 13,97 \text{ м,} \quad (4.18)$$

где ξ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

$$\xi = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 0,82, \quad (4.19)$$

где $\xi_0 = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

$\xi = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев, учитывающий скругление вертикальных рёбер устоев.

Для определения геометрического напора на водосливе предварительно проверяется условие $\omega > 4BH$ (ω – площадь живого сечения потока перед

плотиной), при соблюдении которого скоростную составляющую напора можно не учитывать:

$$\omega = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] = 1692,00 \text{ м}^2, \quad (4.20)$$

$$4BH = 4 \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] \cdot H = 1786,00 \text{ м}^2, \quad (4.21)$$

где $\delta_6 = 3 \text{ м}$ – толщина промежуточных быков. Бык принимается разрезным [раздел 4.2.4].

Условие $\omega > 4BH$ выполняется, следовательно геометрический напор H принимается равным полному напору.

$$H = H_{02} = 13,97 \text{ м}. \quad (4.22)$$

Геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом: $H_{\text{ст}} = 14,00 \text{ м}$.

Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{повер}} = Q_{\text{max}}^{0,01\%} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}} = 1906,0 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.23)$$

где $Q_{\text{max}}^{0,01\%}$ – максимальный расход при поверочном расчётном случае, (таблица 1.1);

$Q_{\text{с}}$ – пропуск расходов через другие сооружения.

Полный напор на водосливе $H_{01}^{\text{пов.}}$ в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления:

$$H_{01}^{\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{повер}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 14,44 \text{ м}. \quad (4.24)$$

Во втором приближении напор $H_{02}^{\text{пов.}}$ определяется с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива, ($\sigma_{\text{п}} = 1$):

$$H_{02}^{\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{пов}}}{m \cdot \xi \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 16,87 \text{ м}, \quad (4.25)$$

$\xi = 0,792$ по формуле (4.19);

Для определения геометрического напора на водосливе вычисляется скоростная составляющая напора:

$$\omega = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot [B + (n - 1)\delta_6] = 1824 \text{ м}^2, \quad (4.26)$$

$$v_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}}{\omega} = 1,05 \text{ м/с} \quad (4.27)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов.}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2 \cdot g} = 16,8 \text{ м}, \quad (4.28)$$

где $v_{0 \text{ пов}}$ – скорость потока на подходе к плотине.

$\nabla\text{ФПУ}_{\text{расч}}$ определяется по формуле:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{расч}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 652,8 \text{ м}. \quad (4.29)$$

Задаваемая $\nabla\text{ФПУ} = 652 \text{ м}$ меньше расчетной отметки, поэтому задаваемую $\nabla\text{ФПУ}$ необходимо повысить до $\nabla\text{ФПУ}_{\text{расч}}$ и принять равной 652,8 м.

Построение профиля водосливной грани

Координаты оголовка водослива. Для получения действительных координат оголовка необходимо табличные координаты умножить на

$H_{\text{стан}} = 14 \text{ м}$, [18, таблица 6-12]. Расчеты приведены в таблице 4.2.

Очертание оголовка плотины приведено на рисунке 4.1.

Таблица 4.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0,00	1,76	15	19,60	9,25
2	1,40	0,05	16	21,00	10,70
3	2,80	0,10	17	28,00	17,29
4	4,20	0,00	18	30,80	21,11
5	5,60	0,08	19	33,60	26,52
6	7,00	0,38	20	36,40	29,71
7	8,40	0,84	21	39,20	34,47
8	9,80	1,40	22	42,00	39,54
9	11,20	2,04	23	44,80	44,90
10	12,60	2,77	24	47,60	50,53
11	14,00	3,58	25	50,40	56,43
12	15,40	4,49	26	51,80	59,49
13	16,80	5,52	27	54,60	65,77
14	18,20	6,65	28	56,00	69,02

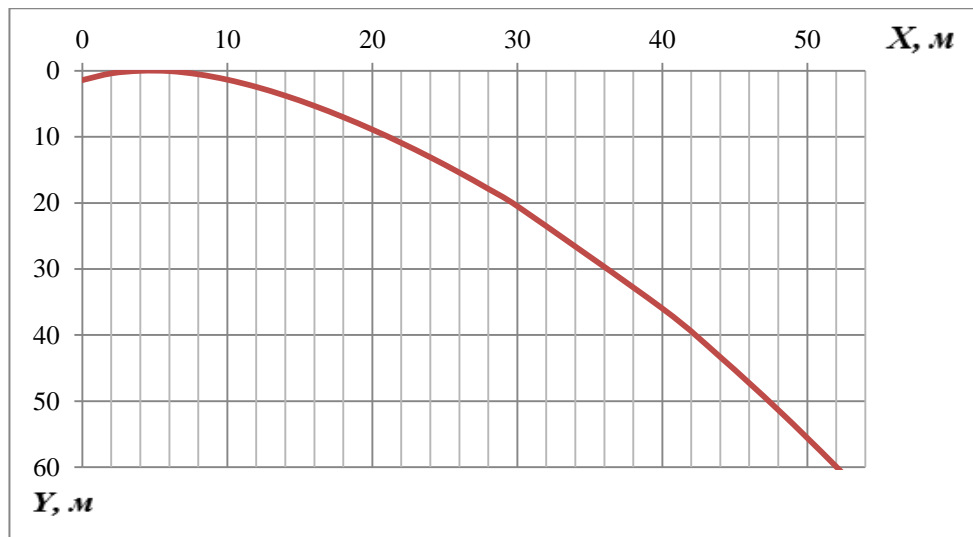


Рисунок 4.1 – Очертание оголовка плотины практического профиля тип А

Радиус сопряжения водослива с водобоем:

$$P_{\text{в}} = \nabla \text{ГВ} - \nabla \text{дна} = 636 - 556 = 80 \text{ м}, \quad (4.30)$$

$$R = 0,4 \cdot (H + P_{\text{н}}) = 0,4 \cdot (14 + 80) = 37,6 \text{ м}, \quad (4.31)$$

где H – напор на водосливе;

$P_{\text{в}}$ – высота водослива со стороны ВБ.

Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Необходимо рассчитать сопряженную глубину h_c'' , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{\text{НБ}}$ и по их соотношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Определение параметров гидравлического прыжка.

Предварительно рассчитывается критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{расч}}^2}{[B + (n-1) \cdot \delta_6]^2 g}} = 8,85 \text{ м}, \quad (4.32)$$

где α – коэффициент Кориолиса.

Полная удельная энергия перед водосливом при $H_0 = H_{\text{ст}}$:

$$E_0 = C_{\text{н}} + H_{\text{ст}} = 94,0 \text{ м}, \quad (4.33)$$

где $C_{\text{н}}$ – высота плотины со стороны нижнего бьефа.

$$C_{\text{н}} = \nabla \text{ГВ} - \nabla \text{дна} = 80,0 \text{ м}. \quad (4.34)$$

Определяется относительная удельная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = 10,62. \quad (4.35)$$

Коэффициент скорости $\varphi=0,9$, который учитывает потери напора в пределах сооружения до сжатого сечения, в зависимости от большой длины сливной грани [18, раздел 9-9, таблица 9-10].

По графику Чертоусова М.Д. [18, раздел 9-9, рисунок 9-55] в зависимости от $\varphi=0,9$ и $\xi_0 = 10,62$ определяются: $\xi_c=0,248$ и $\xi''_c=2,75$.

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 2,19 \text{ м}, \quad (4.36)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 24,33 \text{ м}. \quad (4.37)$$

Так как $h''_c > h_{нб}$ ($24,33 > 20,7$), то имеет место сопряжение нижнего бьефа по типу отогнанного прыжка, поэтому необходимо установить гасители.

Расчет водобойного колодца

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями определенных расчётом глубин колодца не должна превышать 5 – 10 %.

Первое приближение:

Глубина колодца определяется по формуле:

$$d = \sigma \cdot h''_c - (h_{нб} + z'), \quad (4.38)$$

где z' - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d ;

z'_0 - перепад на водобойном уступе с учётом скорости похода v'_0 к порогу водослива;

σ - коэффициент запаса, принимается равным 1,1.

Выходная часть водобойного колодца работает как подтопленный водослив с широким порогом.

$$z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \left(\frac{1}{\varphi_B^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h''_c{}^2} \right) \text{ м}, \quad (4.39)$$

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta_6} \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.40)$$

где $\varphi_b = 0,9$ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, принимается [10, раздел 9-9, таблица 9-10].

Глубина колодца d – по формуле (4.38).

Второе приближение:

Полная удельная энергия перед водосливом:

$$E'_0 = H_0 + C_n + d, \text{ м.} \quad (4.41)$$

Относительная удельная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}}. \quad (4.42)$$

По графику Чертоусова М.Д. в зависимости от $\varphi_c = 0,9$ и $\xi_0 = 11,27$ определяются: $\xi_c = 0,225$ и $\xi''_c = 2,865$.

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}, \text{ м,} \quad (4.43)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}, \text{ м.} \quad (4.44)$$

Перепад на водобойном уступе с учётом скорости похода v'_0 к порогу водослива z – по формуле (4.39), м.

Глубина колодца d – по формуле (4.38), м.

Третье приближение производится аналогично по формулам второго приближения.

По графику Черноусова М.Д. в зависимости от $\varphi_c = 0,9$ и $\xi_0 = 11,4$ определяются: $\xi_c = 0,221$ и $\xi''_c = 2,885$.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет водобойного колодца

I приближение			II приближение						III приближение					
$z',$ м	$q,$ $\text{м}^2/\text{с}$	$d,$ м	$E'_0,$ м	ξ_0	$h'_c,$ м	$h''_c,$ м	$z',$ м	$d,$ м	$E'_0,$ м	ξ_0	$h'_c,$ м	$h''_c,$ м	$z',$ м	$d,$ м
0,33	78,6	5,74	99,74	11,27	1,95	25,35	0,37	6,83	100,82	11,4	1,96	25,53	0,375	7,0

Поскольку разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет 2,70%, принимается: $d = 7,0$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 556 - 7,0 = 549 \text{ м.} \quad (4.45)$$

Длины водобойного колодца при установленных на нем гасителях:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 116,37 = 93,1 \text{ м,} \quad (4.46)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина прыжка.

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 25,53 - 1,96) = 116,37 \text{ м;.} \quad (4.47)$$

4.2.3 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Расчет водобойной плиты

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания и сдвига. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского [18].

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 40,1 \cdot \sqrt{1,96} = 8,42 \text{ м,} \quad (4.48)$$

где $V_{\text{сж}}$ – скорость потока в сжатом сечении и равна:

$h_c' = 1,96 \text{ м.}$ – глубина в жатом сечении (раздел «Расчет водобойного колодца», третье приближение).

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c'} = \frac{78,6}{1,96} = 40,1 \text{ м/с,} \quad (4.49)$$

где q – удельный расход на водосливе (раздел 3.6).

Устойчивость на всплытие определяется условием:

$$\frac{\sum W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\sum W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.50)$$

где $\sum W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

$\sum W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{cd} – коэффициент условия работы; для I группы предельных состояний при расчете устойчивости гравитационной плотины на скальных основаниях: $\gamma_{cd} = 0,95$;

γ_{lc} – коэффициент сочетаний нагрузок; для основного сочетания нагрузок и воздействий при расчете по I группе предельных состояний: $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности; при расчетах для I группы предельных состояний для плотины I класса: $\gamma_n = 1,25$.

Расчетный коэффициент против сдвига должен превышать γ_n не более чем на 10%.

Удерживающая сила

- Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{пл} = (\rho_6 - \rho_в) \cdot g \cdot l_в \cdot t_в \cdot \gamma_f = 10227,8 \text{ кН}, \quad (4.51)$$

где γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, равный $\gamma_f = 0,95$;
 $l_в$ – длина колодца.

Силы, вызывающие всплытие плиты

- Дефицит давления:

$$W_d = \frac{1}{2} \cdot \rho_в \cdot l_в \cdot g \cdot 0,7 \cdot (h_c'' - h_c') \cdot \gamma_f = 7534,4 \text{ кН}, \quad (4.52)$$

где $\gamma_f = 1$;
 $h_c'' = 25,53 \text{ м}$.

- Фильтрационное давление:

$$W_\phi = \frac{1}{2} \cdot \rho_в \cdot l_в \cdot g \cdot 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot \gamma_f = 1723,2 \text{ кН}, \quad (4.53)$$

где $T = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПВ} = 650 - 549 = 101,0 \text{ м}$.

- Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_\Pi = \alpha \cdot \frac{V_{сж}^2}{2} \cdot \rho_в \cdot \omega = 406,2 \text{ кН}, \quad (4.54)$$

где $\alpha = 0,06$;
 $\omega = t_в$.

Коэффициент устойчивости против всплытия:

$$\frac{G_{пл} \cdot \gamma_{cd}}{(W_d + W_\phi + W_\Pi) \cdot \gamma_{lc}} = 1,0. \quad (4.55)$$

Поскольку условие не выполняется (коэффициент меньше нормативного) нужно увеличить толщину плиты водобоя.

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{\text{пл. в.з.в.}} = \frac{((W_d + W_\phi + W_n) \cdot \gamma_{lc}) \cdot \gamma_n}{\gamma_{cd}} = 12715,5 \text{ кН}. \quad (4.56)$$

Определение толщины плиты водобоя, при которой $\gamma_n = 1,25$:

$$t_b = \frac{G_{\text{пл.в.з.в.}}}{(\rho_6 - \rho_b) \cdot g \cdot l_b \cdot \gamma_f} = \frac{127155}{(2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 93,1 \cdot 0,95} = 10,47 \text{ м}. \quad (4.57)$$

Толщина плиты водобоя будет равна $t_b = 10,5 \text{ м}$.

4.2.4 Конструирование плотины

Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по низу [9].

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- Отсутствия, растягивающих напряжений;
- Устойчивости тела плотины против сдвига по основанию.

Для гравитационной бетонной плотины на скальном основании условия прочности и устойчивости против сдвига соблюдаются при: $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = 0,7 \div 0,8$.

Отметка подошвы:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_b - (2 \div 3) = 536,5 \text{ м}, \quad (4.58)$$

где d – глубина водобойного колодца;

t_b – толщина водобойной плиты;

$2 \div 3 \text{ м}$ – толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 650 - 536,5 = 113,5 \text{ м}. \quad (4.59)$$

При отношении $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = 0,7 \div 0,8$; $B = 0,796 \cdot 113,5 = 90,4 \text{ м}$.

Параметры быков

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 636 + 1,6 \cdot 14 = 658,4 \text{ м}. \quad (4.60)$$

Отметка гребня быка является отметкой гребня плотины.

Быки служат опорой для рабочих и ремонтных затворов.

Оголовок быка выполняется полукруглым. Бык разрезается сквозным температурно-осадочным швом на два полубыка.

При ширине пролета $\delta = 8$ м.

Толщина неразрезанного быка составит:

$$\delta'_6 = 0,25 \cdot \delta = 0,25 \cdot 8 = 2,0 \text{ м.} \quad (4.61)$$

Толщина разрезанного быка будет:

$$\delta_6 = \delta'_6 + 1 = 2,0 + 1 = 3 \text{ м.} \quad (4.62)$$

Бык выдвигается в верхний бьеф на 10 метров для обеспечения условий пропуска транспорта.

Минимальная ширина и длина паза ремонтного затвора составляет $a \approx c = 0,5$ м.

Пазы рабочего затвора располагают на линии гребня водослива.

Ширина пазов для рабочих затворов составляет:

$$n = \frac{m}{2} = \frac{1,14}{2} = 0,6 \text{ м,} \quad (4.63)$$

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10} \right) \cdot \delta = \frac{1}{10} \cdot \delta = 1,14 \text{ м.} \quad (4.64)$$

Минимальная ширина быка $d_0 > 1 \div 1,5$ м, $d_0 = 1,8$ м.

Пазы аварийных затворов со стороны верхнего бьефа размещаются на расстоянии не менее $l_1 = 1 \div 1,5$ м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

Длина быка составляет 25 м для удобства проезда козлового крана и размещения двусторонней полосы движения II категории. Ширина одной полосы составляет 3, 75 м [3, таблица 3].

Параметры устоев

Один устой расположен между водосливной плотиной и зданием ГЭС, предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе, и предотвращения опасного его воздействия.

Другой устой расположен между правобережной глухой плотиной и водосливной плотны для предотвращения опасного воздействия потока на правый берег.

Толщина устоев составляет [1]:

$$\delta_y = \frac{3}{2} = 1,5 \text{ м.} \quad (4.65)$$

Грань устоя располагается выше свободной струи на водосливной плотине 1,5 м.

Первый устой, который разделяет водосливную плотину и здание ГЭС, в сторону нижнего бьефа продлевается на длину водобоя 93 м.

Общая длина составляет $L = 190,5$ м.

Второй устой в сторону нижнего бьефа не продлевается. Общая длина составляет $L = 90,4$ м.

Разрезка бетонной плотины швами

Разрезка плотины производится как секциями, так и столбами, так как проектируемая плотина Каларской ГЭС будет строиться в суровых климатических условиях.

Ширина секции, ограниченная швами, проходящими по быкам, составляет [1]:

$$B_{\text{сек}} = 8 + 3 = 11 \text{ м}, \quad (4.66)$$

где b – пролет водосливного фронта;

δ_b – толщина разрезного быка.

Тело водосливной плотины разрезается на 5 столба шириной 18,1 м, с целью предотвращения трещинообразования бетона. Затем межстолбчатые швы цементируются, это обеспечит технологическое обжатие напорной грани.

Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены 6 продольных и 5 поперечных галерей. Цементационная и дренажная галереи находятся на отметке 539 м. Поперечные и продольные, то есть смотровые галереи, располагаются по высоте плотины через 20 м. друг от друга на отметках $\nabla 559$; $\nabla 579$; $\nabla 599$; $\nabla 619$.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, составляют шириной 2,5 м и высотой 3 м, что обеспечивает провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций [1].

Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаются 30 см; расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия [9]:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (4.67)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр,м} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа на отметке 559 м.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{559} = 650 - 559 = 91 \text{ м}; \quad (4.68)$$

$$a_{др} \geq \frac{91 \cdot 1,25}{25} = 4,5 \text{ м}. \quad (4.69)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа на отметке 599 м.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{599} = 650 - 599 = 51 \text{ м}, \quad (4.70)$$

$$a_{др} \geq \frac{51 \cdot 1,25}{25} = 2,5 \text{ м}. \quad (4.71)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа на отметке 619 м.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{619} = 650 - 619 = 31 \text{ м}, \quad (4.72)$$

$$a_{др} \geq \frac{31 \cdot 1,25}{25} = 1,86 \text{ м}. \quad (4.73)$$

Так как $1,86 < 2$ м, то расстояние от напорной грани до оси дренажа принимается 2 м.

4.3 Назначение размеров основных элементов плотины

4.3.2 Конструирование подземного контура

Противофильтрационная завеса

Для снятия фильтрационного давления устраивается вертикальная противофильтрационная завеса и вертикальный дренаж, располагаемый за завесой снимающий оставшийся непогашенный завесой напор.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы [9]:

$$l_1 = 0,1 \cdot B_{пл} = 0,1 \cdot 90,4 = 9,04 \text{ м}, \quad (4.74)$$

где B — ширина подошвы плотины (раздел 5.1)

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,7 \cdot 90,7 = 63,5 \text{ м}, \quad (4.75)$$

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} \min = 650 - 559,3 = 90,7, \quad (4.76)$$

где H_{max} — максимальный напор

$\nabla \text{УНБ} \min = 559,3 \text{ м}$ — отметка уровня нижнего бьефа при санитарном расходе при $Q_{min} = 40 \text{ м}^3/\text{с}$.

Потеря напора на цементационной завесе:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = H_d - 0,4H_d = 0,6 \cdot H_d, \quad (4.77)$$

где $H_d = H_{max} = 90,7 \text{ м}$ — напор над расчетным сечением;

H_{as} — напор на завесе [10, таблица 5, черт. 7].

$$\Delta H = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot 90,7 = 54,42 \text{ м}. \quad (4.78)$$

Толщина противифльтрационной завесы t_c :

$$t_c \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{I_{cr}} = \frac{54,42 \cdot 1,25}{15} = 4,54 \text{ м}, \quad (4.79)$$

где ΔH — потеря напора на завесе вблизи контакта скала — бетон;

γ_n — коэффициент надежности равный 1,25;

I_{cr} — критический средний градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания.

Критический градиент напора I_{cr} в завесе в зависимости от удельного водопоглощения в пределах завесы q_c для данного основания (сланец) принимается $I_{cr}=15$ для $q=0,05 \div 0,1 \text{ л/мин}$, [17].

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами от ряда составляет 3 м. Цементационная завеса принимается двухрядной.

Дренажные устройства в основании

В скальных грунтах дренаж выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м.

Глубина скважин принимается [9]:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 63,5 = 31,7 \text{ м.} \quad (4.80)$$

Расстояние между дренажами и цементационными скважинами больше радиуса цементации и не менее 4 м, $l_2 = (2 \div 3)l_3 = 6 \text{ м.}$

Через дренажные скважины фильтрующую воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в нижний бьеф осуществляется самотеком или насосами.

4.4 Фильтрационный расчет подземного контура

Расчеты проводятся для основного сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе – $\nabla \text{НПУ}$, в нижнем – $\nabla \text{УНБ}_{min}$, соответствующий $Q_{сан}$) и для особого сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе – $\nabla \text{ФПУ}$, в нижнем – $\nabla \text{УНБ}_{max}$, соответствующий $Q_{пов.max}$).

4.4.1 Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании

Для плотин на скальных основаниях значения H_d допускается находить по формулам 4.80 и 4.84 при $H_{ас}$ по оси цементационной завесы и по оси дренажных устройств $H_{др}$ [13, таблица 5].

Для гравитационной плотины I-го класса принимаются приведенные напоры на цементационной завесе: $H_{ас}/H_d = 0,40$; $H_{др}/H_d = 0,20$.

При основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 650 - 559,3 = 90,7 \text{ м.} \quad (4.81)$$

Напоры на завесе и дренаже:

$$H_{ас} = H_d \cdot 0,4 = 90,7 \cdot 0,4 = 36,28 \text{ м,} \quad (4.82)$$

$$H_{др} = H_d \cdot 0,2 = 90,7 \cdot 0,2 = 18,14 \text{ м.} \quad (4.83)$$

Фильтрационное давление:

$$W_\phi = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot [l_1 \cdot (H_d + H_{ас}) + l_2 \cdot (H_{ас} + H_{др}) + (B - l_1 - l_2) \cdot H_{др}] = 13937,3, \text{ МПа,} \quad (4.84)$$

где $l_1 = 9,04$ м – расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы (раздел 4.3.2);

$l_2 = 6$ м – расстояние от цементационной завесы до дренажа (раздел 4.3.2).

Плечо равнодействующей фильтрационной силы относительно центра подошвы (определяется в программе AutoCAD): $l_\phi = 22,97$ м.

При особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$H^{\text{пов}}_d = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{max}} = 652,8 - 579,85 = 73 \text{ м.} \quad (4.85)$$

Напоры на завесе и дренаже: $H_{as} = 29,2$ м; $H_{dr} = 14,6$ м.

Фильтрационное давление: $W_\phi = 12526$ кН;

Плечо равнодействующей фильтрационной силы относительно центра подошвы: $l_\phi = 21,97$ м.

4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты производятся по первой группе предельных состояний для оценки общей прочности и устойчивости бетонной плотины, а также общей фильтрационной прочности основания.

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

В состав основного сочетания нагрузок и воздействий входят нагрузки:

- Постоянные (вес плотины, вес быка, вес затвора, горизонтальное гидростатическое давление при НПУ, вертикальное гидростатическое давление при НПУ, фильтрационное давление при НПУ, взвешивающее давление при НПУ);

- Временные длительные (давление наносов);

- Временные кратковременные (волновое давление).

В состав особого сочетания нагрузок и воздействий входят нагрузки: постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. В качестве особой нагрузки принимается отметка ФПУ.

Равнодействующая силы веса водосливной плотины

Вес 1 п.м. водосливной части плотины [12]:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{5473,5 \cdot 8 \cdot 23,54}{8 + 3} = 93705,8 \text{ кН/м,} \quad (4.86)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения;
 b – ширина пролета, 8 м;
 δ_6 – толщина быка, 3 м;
 γ_6 – удельный вес бетона 23,54 кН/м³.

Для определения площади поперечного сечения используется программа AutoCAD.

Плечо равнодействующей силы веса водосливной плотины относительно центра подошвы: $l_{пл} = 13,79$ м.

Равнодействующая силы веса быка

Вес 1 п.м. быка определяется по формуле:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{6395,4 \cdot 3 \cdot 23,54}{8 + 3} = 41058,7 \text{ кН/м}, \quad (4.87)$$

где S_6 – площадь поперечного сечения;

Плечо равнодействующей силы веса быка относительно центра подошвы: $l_{пл} = 17,68$ м.

Равнодействующая силы веса затвора

$$Q_3 = 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 155,7 \cdot \sqrt{155,7} \cdot 9,81 = 1048,25 \text{ кН}, \quad (4.88)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot (b + 2a) = 155,7 \text{ м}^2, \quad (4.89)$$

где a – ширина паза ремонтного затвора.

Равнодействующая силы веса затвора на 1 п. м [13]:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1048,25}{8 + 3} = 95,3 \text{ кН/м}. \quad (4.90)$$

Плечо равнодействующей силы веса затвора относительно центра подошвы: $l_{пл} = 38,8$ м.

Силы гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимается по треугольнику.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий

Горизонтальные составляющие силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа:

$$T_B^B = \frac{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{под})^2}{2} \cdot \rho_B \cdot g = 63187,4 \text{ кН/м.} \quad (4.91)$$

Плечо силы гидростатического давления относительно центра подошвы:
 $l_{пл} = 37,9 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа:

$$T_H^B = \frac{(\nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под})^2}{2} \cdot \rho_B \cdot g = 2550 \text{ кН/м.} \quad (4.92)$$

Плечо силы гидростатического давления относительно центра подошвы:
 $l_{пл} = 7,63 \text{ м.}$

Вертикальная составляющая сила гидростатического давления воды:

$$T_H^B = S \cdot \rho_B \cdot g = 102,2 \cdot 1 \cdot 9,81 = 1002,6 \text{ кН/м.} \quad (4.93)$$

Плечо силы гидростатического давления относительно центра подошвы:
 $l_{пл} = 38 \text{ м.}$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий

Расчет производится аналогично расчетам для основного сочетания нагрузок и воздействий, учитывая лишь измененные параметры для особого сочетания нагрузок и воздействий.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Силы гидростатического давления воды для особого сочетания нагрузок и воздействий

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления	
С верхнего бьефа	
$T_B^B, \text{ кН/м}$	66343,5
$l_{пл}, \text{ м}$	38,8
С нижнего бьефа	
$T_H^B, \text{ кН/м}$	9217,6
$l_{пл}, \text{ м}$	14,5
Вертикальная составляющая силы гидростатического давления	
С нижнего бьефа	
$T_H^B, \text{ кН/м}$	559,5
$l_{пл}, \text{ м}$	32

Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы при особом сочетании нагрузок и воздействий [9].

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 20219,6 \text{ кН/м.} \quad (4.94)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}}) = 38444 \text{ кН/м.} \quad (4.95)$$

Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву плотины была определена в пункте 4.4.1.

Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле [13]:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} h_{\text{н}} t g^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10,3 \text{ кН/м}^2, \quad (4.96)$$

где $h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$ – толщина слоя наносов (гравийно-песчаный);
 $\varphi_{\text{н}} = 33^\circ$ – угол внутреннего трения водонасыщенного грунта.

Удельный вес наносов во взвешенном состоянии:

$$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{н}} - (1 - n_0) \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g = 11,63 \text{ кН/м}^3, \quad (4.97)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 18,5 \text{ кН/м}^3$ удельный вес грунта наносов в условиях естественной влажности [9, таблица П.5.1];

$n_0 = 0,3$ – пористость наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_{\text{н}} = (p_{\text{н}} h_{\text{н}}) / 2 = (10,3 \cdot 3) / 2 = 15,45 \text{ кН/м.} \quad (4.98)$$

Плечо равнодействующей силы давления наносов относительно центра подошвы: $l_{пл} = 20$ м.

Активное давление грунта

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта (камень), боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов p_n , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов [9]:

$$p'_{гр} = \gamma_n^{взв} h_n t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 6,0 \text{ кН/м}^2; \quad (4.99)$$

где $\varphi_{гр} = 45^\circ$ – угол внутреннего трения сланцев.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = (\gamma_n^{взв} h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot t g^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 58,5 \text{ кН/м}^2; \quad (4.100)$$

где $h_{гр} = V_{дна} - V_{под} = 556 - 536,5 = 19,5$ м – толщина слоя грунта.

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \rho_v \cdot g = 16,1 \text{ кН/м}^3; \quad (4.101)$$

где $\gamma_{гр} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$; – удельный вес сухого грунта основания (камень) плотины;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,25$;

$\varphi_{гр} = 45^\circ$ – угол внутреннего трения грунта, [9, таблица П.5.1].

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п. м длины плотины соответствует площади эпюры активного давления:

$$E_a = \frac{p''_{гр} + p'_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{58,5 + 6,0}{2} \cdot 19,5 = 629 \text{ кН/м}. \quad (4.102)$$

Плечо равнодействующей силы активного давления грунта относительно центра подошвы: $l_{пл} = 7,11$ м.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

– под водобойной плитой:

$$p'_{пн} = \gamma_{бет}^{взв} t_b t g^2 (45^\circ + \varphi_{гр}/2) = 856,8 \text{ кН/м}^2. \quad (4.103)$$

– на уровне подошвы плотины:

$$p''_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} t_{\text{в}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}) \cdot t g^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 1044,5 \text{ кН/м}^2. \quad (4.104)$$

где $t_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты.

Равнодействующая сила пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления:

$$E_{\text{пн}} = \frac{p'_{\text{пн}} + p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{856,8 + 1044,5}{2} \cdot 2 = 1901,3 \text{ кН/м}. \quad (4.105)$$

Плечо равнодействующей силы пассивного давления грунта относительно центра подошвы: $l_{\text{пл}} = 0,7 \text{ м}$.

Волновое давление

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [9].

Равнодействующая волнового давления для основном и особом сочетаниях нагрузок и воздействий определяется упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

Для основного сочетания нагрузок и воздействий

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 160 \text{ кН/м}, \quad (4.106)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,9^2}{34,07} = 0,77, \quad (4.107)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

\bar{h} – средняя высота волны;

\bar{T} – средний период волны;

$h_{1\%}$ – высоту волну 1% обеспеченности;

Перечисленные выше параметры определены в разделе 4.2.1.

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{34,07}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,9 = 4,34 \text{ м}. \quad (4.108)$$

Плечо равнодействующей силы волнового давления относительно центра подошвы: $l_{\text{пл}} = 106,34 \text{ м}$.

Для особого сочетания нагрузок и воздействий

Расчет проводится аналогично с расчетом для основного сочетания нагрузок и воздействий, учитывая лишь изменения параметров при особом сочетании нагрузок и воздействий.

$$W'_{\text{волн}} = 37,3 \text{ кН/м};$$

$$h_0 = 0,117.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = 3,58 \text{ м.}$$

Плечо равнодействующей силы волнового давления относительно центра подошвы: $l_{\text{пл}} = 113,6 \text{ м.}$

Эпюры всех действующих напряжений на бетонную водосливную плотину при основном и особом случаях нагрузок и воздействий приведены на рисунке В.1 (приложение В).

4.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

В расчете плотины принимается сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+» [9].

Для удобства расчета составим таблицу 4.6, в которую внесем все нагрузки, действующие на плотину.

Таблица 4.6 – Нагрузки, действующие на плотину

Нагрузка	f	Направление силы	Основное сочетание нагрузок и воздействий			Особое сочетание нагрузок и воздействий		
			сила, кН	плечо, м	момент, кНм	сила, кН	плечо , м	момент, кНм
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тв	1	→	63187,1	37,9	2394802	66343,5	38,8	2574128
T_H^r	1	←	2550	7,63	-19456,5	9217,6	14,5	-133655
T_H^b	1	↓	1002,6	38	-38098,8	5599,5	33	-184784
Gпл	0,95	↓	89020,6	14	-1388262	99161,6	14	-1388262
Gб	0,95	↓	39005,8	18	-757166	42064,8	18	-757166
Wвзв	1	↑	20219,6	0	0	38444	0	0
Wф	1	↑	13937,3	22,97	320139,8	12526	21,97	275196,2
Ен	1,2	→	18,54	20	370,8	18,54	20	370,8
Еа	1,2	→	754,8	7,11	5366,628	754,8	7,11	5366,628
Еп	0,8	←	1521,04	0,7	-1064,73	1521,04	0,7	-1064,73
Wволн	1	→	160	106,34	17014,4	35,3	113,6	4010,08
Qз	1	↓	95,3	39	-3716,7	95,3	39	-3716,7
ΣN		↑↓	94967,4			82751,2		
ΣM			726964,5			587458,6		

Расчет прочности состоит в определении нормальных, касательных и главных напряжений со стороны напорной и низовой граней по контактному сечению.

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины для основного сочетания нагрузок и воздействий (при расчете на 1 п. м. длины) выполняются по формулам:

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам [13]:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = -516,8 \text{ кПа}, \quad (4.109)$$

где N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

ΣM – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – протяженность расчетного сечения (ширина подошвы).

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u (1 - m_u^2) = -1135 \text{ кПа}, \quad (4.110)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$\gamma_v = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

$$H_d^u = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{под}} = 650 - 536,5 = 113,5 \text{ м}. \quad (4.111)$$

Касательные напряжения:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}. \quad (4.112)$$

Главные минимальные растягивающие напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_v \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -516,8 \text{ кПа}. \quad (4.113)$$

Главные максимальные сжимающие напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_v \cdot H_d^u = -10 \cdot 113,5 = -1135 \text{ кПа}. \quad (4.114)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения:

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_b \cdot h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = -516,8 \text{ кПа}, \quad (4.115)$$

где α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;
 δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью.

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам [13]:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = -1584,3 \text{ кПа}. \quad (4.116)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_b \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -228 \text{ кПа}, \quad (4.117)$$

где H_d^t – столб воды над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$H_d^t = V_{УНБ_{min}} - V_{под} = 559,3 - 536,5 = 22,8 \text{ м}. \quad (4.118)$$

Касательные напряжения:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_b \cdot H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 22,8 - 1584,3) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (4.119)$$

Главные максимальные сжимающие напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_b \cdot H_d^t m_t^2 = -1584,3 \text{ кПа}. \quad (4.120)$$

Главные минимальные растягивающие напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_b H_d^t = -10 \cdot 22,8 = -228 \text{ кПа}. \quad (4.121)$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины для особого сочетания нагрузок и воздействий (при расчете на 1 п. м. длины) производится аналогично расчету краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины для основного сочетания нагрузок и воздействий (при расчете на 1 п. м. длины), но с учетом измененных параметров.

$$H_d^u = V_{ФПУ} - V_{под} = 652,8 - 536,5 = 116,3 \text{ м}, \quad (4.122)$$

$$H_d^t = V_{УНБ_{max}} - V_{под} = 579,85 - 536,5 = 43,35 \text{ м}. \quad (4.123)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет прочности водосливной плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-807,5	σ_y^t	-1584,3
σ_x^u	-1135,0	σ_x^t	-228,0
τ_{xy}^u	0,0	τ_{xy}^t	0,0
σ_1^u	-807,5	σ_3^t	-1584,3
σ_3^u	-1135,0	σ_1^t	-228,0
σ_c^u	-807,5		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-774,8	σ_y^t	-1346,7
σ_x^u	-1163,0	σ_x^t	-433,5
τ_{xy}^u	0,0	τ_{xy}^t	0,0
σ_1^u	-774,8	σ_3^t	-1346,7
σ_3^u	-1163,0	σ_1^t	-433,5
σ_c^u	-774,8		

Эпюры напряжений, действующих по контактному сечению, при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий приведены на рисунках В.2 (приложение В).

4.7 Критерий прочности плотины

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок проверяются следующие условия [13]:

1) Во всех точках плотины

Оценка общей прочности плотины заключается в проверке того, что величина главного максимального сжимающего напряжения σ_3 и прочность бетона удовлетворяют условию:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd} , \quad (4.124)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 11,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20;

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1$ – при особом сочетании нагрузок).

- Для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1135| \leq 11500 \cdot 0,9 ,$$

$$1418,75 \leq 10350.$$

- Для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1163| \leq 11500 \cdot 1 ,$$

$$1308,4 \leq 11500.$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (4.125)$$

- Для основного сочетания нагрузок:

$$-516,8 < 0.$$

- Для особого сочетания нагрузок:

$$-484 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u . \quad (4.126)$$

- Для основного сочетания нагрузок:

$$|-516,8| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 113,5 ,$$

$$516,8 \geq 283,7.$$

- Для особого сочетания нагрузок:

$$|-484| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 116,3 ,$$

$$484 \geq 290,7.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0. \quad (4.127)$$

- Для основного сочетания нагрузок:

$$-516,8 \leq 0.$$

- Для особого сочетания нагрузок:

$$-484 \leq 0.$$

4.8 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем что сдвиг плоский.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие [13]:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (4.128)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_{cd} – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу);

$$R = (G_{nl} + G_B + Q_z - W_\phi + T_n^B - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (4.129)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м $\omega = B_n \cdot 1$;

F – сдвигающая сила;

c и $tg\varphi$ – расчетные значения характеристик для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон – скала, принимаются 100 и 0,7

$$F = T_\phi - T_n^r + W_{волн} + E_n + E_{акт} - E_{пн}. \quad (4.130)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий

$$R = (89020,6 + 39005,8 + 95,3 - 13937,3 + 1002,6 - 20219,6) \cdot 0,7 + 1521,04 \cdot 0,7 + 100 \cdot 90,4 = 76582 \text{ кПа},$$

$$F = 63187,4 - 2550 + 160 + 18,54 + 754,8 - 1521,04 = 60050 \text{ кПа},$$

$$\frac{76582 \cdot 1}{60050 \cdot 1} = 1,27 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент надежности получился больше заданного на 1,6%, что удовлетворяет условию прочности по поступательной форме сдвига при особом сочетании нагрузок.

Особое сочетание нагрузок

$$R = (89020,6 + 39005,8 + 95,3 - 12526 + 5599,5 - 38444) \cdot 0,7 + 1521,04 \cdot 0,7 + 100 \cdot 90,4 = 68030,6 \text{ кПа},$$

$$F = 66343,5 - 9217,6 + 35,3 + 18,54 + 754,8 - 1521,04 = 56413,5 \text{ кПа},$$

$$\frac{68030,6 \cdot 1,0}{56413,5 \cdot 0,9} = 1,34 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент надежности получился больше заданного на 6,7%, что удовлетворяет условию прочности по поступательной форме сдвига при особом сочетании нагрузок.

При расчете плотины на прочность растягивающие напряжения отсутствуют, а максимальные сжимающие напряжения удовлетворяет условию критерию прочности во всех точках.

Условие прочности плотины на сокращенный состав нагрузок и воздействий в эксплуатационный период соблюдаются.

5 Компонировка и сооружения гидроузла

5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Компировка сооружений ГЭС зависит от [16]:

- ширины створа;
- типа плотины;
- действующего напора.

Для Каларского гидроузла характерна русловая компоновка сооружений. Русло реки при этом перекрывают высокой плотиной. Здание ГЭС – безнапорная и располагается в нижнем бьефе за станционной плотиной. Воду к турбинам подводят по напорным водоводам, приложенным в массиве плотины.

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла выполняется в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, а на втором – через недостроенные сооружения (донные отверстия).

5.2 Разбивка сооружения на этапы возведения

Строительство гидротехнического сооружения разбивается на три основных периода: *подготовительный, основной и заключительный*.

Описание основных периодов строительства гидротехнических сооружений приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Описание основных периодов строительства гидротехнических сооружений [16]

Этапы	Название	Задачи периода	
I	Подготовительный	Подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям	Строительство дорог.
			Строительство линий электропередачи.
			Строительство жилья.
			Создание производственной базы (бетонных заводов, автобаз, ремонтных мастерских, арматурных хозяйств, карьеров и т.п.).
II	Основной	Возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.	I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
			II этап – перекрытие русла;
			III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
			IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

Продолжение таблицы 5.1

Этапы	Название	Задачи периода	Этапы
II	Основной		V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.
III	Заключительный	Подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В течение этого периода полностью заканчиваются строительно-монтажные работы, производится доводка и освоение оборудования, завершается окончательная планировка и благоустройство территории, ликвидируются, переносятся или передаются временные предприятия.	

5.2.1 Основной период. I этап

Пропуск строительных расходов на этом этапе производится по стесненному руслу реки со стороны левого берега.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 55 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы I этапа:

- 1) Возведение верховой, продольной и низовой перемычек (котлован первой очереди);
- 2) Откачка воды из котлована первой очереди;
- 3) Бетонирование тела водосбросной плотины до отметки 574,5 м с организацией донных отверстий в секциях № 10÷11;
- 4) Врезка в скалу правого берега;
- 5) Бетонирование правобережной глухой части плотины до отметки 574,5 м в секциях № 1-9;
- 6) Устройство глубокой цементационной завесы, по всему бетонному фронту;
- 7) Бурение дренажных скважин в основании плотины;
- 8) Монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

5.2.2 Основной период. II этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 2 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине.

Основные строительные работы II этапа:

- 1) Разбирается низовая перемычка первой очереди, и затапливают котлован;
- 2) Разбирается верховая перемычка первой очереди (вода пропускается

через донные отверстия);

3) Отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди;

4) Бетонирование стационарной части плотины до отметки 574,5 м в секциях № 12 - 18;

5) Бетонирование левобережной глухой части плотины до отметки 574,5 в секциях № 19-27;

6) Возводят подводной части здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;

7) Устраивают глубокую цементационную завесу;

8) Бурят дренажные скважины в основании плотины;

9) Разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

5.2.3 Основной период. III этап

Основные работы строительные III этапа:

1) Разрабатывается грунт под отводящий канал здания ГЭС;

2) Разбирается низовая и продольная перемычки второй очереди;

3) Разрабатывается котлованы под право- и левобережные глухие плотины - секции №№ 7÷6 и 20÷ 22;

4) Проводится наращивание плотины по всему напорному фронту до отметки 593,0 м;

5) Возводится надводная часть здания ГЭС;

6) Начинается монтаж гидроагрегатов;

7) Устраивается глубокая цементационная завеса в основании секций №№ 5-23;

8) Под этими же секциями бурятся дренажные скважины в основании плотины;

9) Пропуск строительных расходов осуществляется по ранее построенным сооружениям и отверстиям;

10) Выполняются мероприятия и работы для уменьшения и регулирования пропускной способности строительных отверстий в период наполнения водохранилища;

11) В конце III этапа начало наполнении водохранилища.

5.2.4 Основной период. IV этап

Основные работы строительные IV этапа:

1) Осуществляется наполнение водохранилища, через уменьшенные донные отверстия;

2) Продолжается наращивание сооружений до отметок пуска сооружений первой очереди 636,0 м;

3) Через створ гидроузла пропускаются расходы, необходимые для удовлетворения нужд отраслей народного хозяйства, предприятий;

4) В конце этого этапа осуществляется пуск агрегатов первой очереди, и построенные сооружения принимаются во временную эксплуатацию.

5.2.5 Основной период. V этап

Основные работы строительные v этапа:

- 1) Происходит наращивание всех сооружений до проектных отметок 658,40 м;
- 2) Дальнейшее наполнение водохранилища до отметки НПУ 650,00 м;
- 3) Поочередный пуск всех агрегатов ГЭС;
- 4) В секциях №№ 10÷11 бетонируют донные отверстия и демонтируют затворы и формируют водосливную грань;
- 5) Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 10÷11;

Графические схемы этапов возведения сооружений Каларского гидроузла приведено на рисунке 5.1.

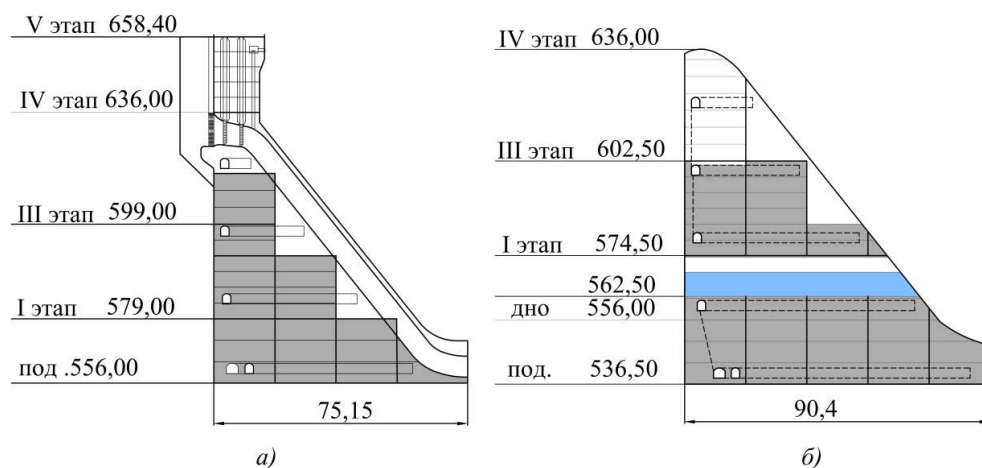


Рис.5.1. Графические схемы этапов возведения сооружений Каларского гидроузла:

а – поперечный разрез станционной плотины; б – поперечный разрез водосливной плотины.

Объемы земляных работ на каждом из этапов и суммарные по всему сооружению и объемы бетонных работ на каждом из этапов и суммарные по всему сооружению приведены в таблицах 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2 – Объемы земляных работ на каждом из этапов и суммарные по всему сооружению

Этап	Земляные работы	Объем земляных работ, тыс. м ³
Выемка грунта:		
I	Котлован I очереди (скального грунта):	109, 03
II	Котлован II очереди:	
	- мягкого грунта;	25, 69

Продолжение таблицы 5.2

Этап	Земляные работы	Объем земляных работ, тыс. м ³
	- скального грунта.	21, 01
III	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины:	13, 95
	Общий объем работ	76, 23
	Насыпь грунта:	
I	Перемычки котлована I очереди:	39, 88
II	Перемычки котлована II очереди:	25, 59
	Общий объем работ	65, 47

Таблица 5.3 – Объемы бетонных работ на каждом из этапов и суммарные по всему сооружению

Этап	Отметка этапа, м:	Бетонные работы	Объем бетонных работ,тыс. м ³
I	574,5	Нижняя часть водосбросной плотины (+водобойный колодец, устой):	68, 99
		Правобережная глухая часть:	14,72
II	574,5	Станционная часть:	136,91
		Левобережная глухая часть:	1,10
		Подводная часть здания ГЭС и здание ГЭС;	10,67
III	330,00	Станционная часть:	90,61
		Водосливная части:	25,69
		Правобережная глухая часть:	52,34
		Левобережная глухая часть:	42,45
IV	370,00	Станционная часть:	52,75
		Водосливная часть:	14,96
		Правобережная глухая часть:	60,32
		Левобережная глухая часть:	57,89
V	423,60	Станционная часть:	12,57
		Правобережная глухая часть:	33,41
		Левобережная глухая часть:	33,08
Суммарный объем работ:			735,5

5.3 Определение способов производства основных видов работ

В связи с тем, что климат на месте строительства достаточно холодный, к бетонным работам предъявляются особые требования. Производство работ в зимний период обеспечивается, как и в обычных условиях:

- нормальный набор прочности;
- водонепроницаемости;
- морозостойкости и других свойств бетона в установленные сроки;
- сохранение монолитности сооружений (отсутствие трещинообразования).

Для этого выдерживается надлежащий температурный режим и не допускается замораживания бетона до набора им определенной прочности. Для возможности набора прочности при отрицательных температурах добавляются противоморозные добавки, которые снижают температуру замерзания смеси.

Положительную температуру поддерживают калориферами. Отогрев основания до требуемых положительных температур осуществляется с помощью электро- или парокалориферов. Устройство электрообогрева в углах и по контуру блока. Разравнивание и уплотнение бетонной смеси осуществляется теми же методами, что и в летний период. В процессе бетонирования в шатре или тепляке поддерживается положительная температура в пределах 5-10°C. После удаления цементной пленки шатер не отапливается, но поверхность бетона покрыта утеплителем с термическим сопротивлением не менее, чем утепленной опалубки.

5.4 Основные строительные машины и их производительность

При строительстве будут применяться самосвалы МАЗ- 55102 , грузоподъемность которого 10 т, объем кузова 5,4 м³, направление разгрузки «назад», максимальная скорость 91 км/ч.

Применяются одноковшовые гидравлические экскаваторы на гусеничном ходу ЭО-5122А; вместимость ковшей 1,6 м³; наибольшая глубина копания 6,9 м; наибольший радиус копания на уровне стоянки 10,9 м; наибольшая высота выгрузки 8,6 м.

Будут применяться краны КГБС-1000 с наибольшим вылетом крюка 40 м и наименьшим 10 м, при наибольшей грузоподъемности 50 т, наибольшая высота подъема крюка 33,5 м, колея 10 м.

Применяются бадьи для укладки бетона 3,2 м³ с при заполнении имеющая массу бетонной смеси 9000 т и без бетонной смеси 1320 т; емкостью 6,4 м³ с массой бетона 18150 т и без бетонной смеси 2782 т, также бадьи для транспортировки бетонной с емкостью 8 м³.

5.5 Строительный генеральный план

На строительном генеральном плане изображены следующие объекты: гидроузел, монтажная база, бетонный завод, складская база, столовая, жилой поселок, база ГМО, лаборатория, гравийно-сортировочное хозяйство, ремонтно-механические мастерские, административный корпус, диспетчерский корпус, мост, производственно - технический корпус, транспортный туннель.

6 Мероприятия по охране труда и окружающей среды в зоне влияния Каларского гидроузла. Противопожарная безопасность

6.1 Общие сведения о районе строительства

Каларский гидроузел проектируется в Читинской области России на реке Калар, является правым притоком реки Витим. Створ гидроузла расположен в устье реки на расстоянии 154 км до поселок Средний Калар.

Среднегодовой расход реки $159 \text{ м}^3/\text{с}$. Максимальный расчетный расход при основном расчётном случае $1682 \text{ м}^3/\text{с}$ ($P=0,1\%$) и максимальный расход при поверочном расчётном случае $2095 \text{ м}^3/\text{с}$ ($P=0,01\%$). Питание реки Калар преимущественно дождевое. Замерзает в середине октября, вскрывается в середине мая.

На этой земле три самых крупных в области хребта: Кодарский, Удоканский и Каларский. Район богат месторождениями полезных ископаемых: Апсатское месторождение каменного угля, Бурпалинское месторождение меди, Чинейское месторождение железо-титан-ванадиевых и медных руд, Южно-Сулуматское месторождение железа и др. Имеются выходы термальных минеральных вод.

В Каларском районе находятся несовместимые зоны: горная тайга, горная тундра и лесотундра.

Гидротермические условия близки к среднетаежному поясу Забайкалья и среди природных комплексов преобладают среднетаежные растительные группировки – лиственничники с подлеском из березы растопыренной и рододендрона даурского с мохово-лишайниковым покровом на горно-таежных почвах, преимущественно оподзоленных.

Здесь встречаются следующие охраняемые виды животных: таймень обыкновенный, ушан бурый, выдра речная, аист черный, лебедь-кликун, беркут, орлан-белохвост, сапсан, филин.

Наиболее распространённые кристаллические породы: граниты, гнейсы, сланцы.

Климат резко-континентальный с коротким и нередко дождливым летом, средняя температура самого теплого месяца составляет $+20^\circ\text{C}$. Средняя температура января самого холодного месяца -34°C .

Расчетная скорость ветра с вероятностью превышения $P = 2\%$ достигает 20 м/с и с вероятностью превышения $P = 20\%$ достигает 15 м/с .

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Каларского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;

- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Калар в нижнем бьефе Каларского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями [14] в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются [14] в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 *Организационные*

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 *Санитарно-технические*

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

Гидроузлы на ГЭС позволяют регулировать и контролировать сток воды, ликвидируя катастрофические наводнения, маловодья, сели.

6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Каларского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно [12] требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Калар от сбросов Каларской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка средний Калар, в пределах промплощадок объектов Каларской ГЭС регламентируется требованиями Сан ПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

В соответствии с [19] при размещении, проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию гидроэлектростанций должно учитываться их влияние на состояние водных биоресурсов и среду их обитания.

6.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов [15]:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2017 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{735499,3 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 33097,5 \text{ т}, \quad (6.1)$$

где N - объем бетонных работ, м^3 (735499,3 м^3);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$).

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с [15] норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т.т.}, \quad (6.2)$$

где N - количество арматуры, т (95 т);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - удельный вес арматуры, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$).

Таким образом в результате строительства будет образовано 33097,5 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона вывозятся на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла передаются специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

Возможные источники воздействия технологического оборудования гидроэлектростанции на окружающую среду приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Возможные источники воздействия технологического оборудования гидроэлектростанции на окружающую среду

Источники загрязнений	Продукты загрязнений и аварийных выбросов	Объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду. Способ сбора, хранения, утилизации загрязнений
1. Технологические системы основного энергетического оборудования			
1.1. Системы и оборудование, оказывающие прямое воздействие на водный бассейн (непосредственные утечки и выбросы)			
1.1.1. Гидроподъемники, рейферы, захватные балки	Турбинное, трансформаторное, веретенное масло	Нижний бьеф. Утечки масла в воду с возможным аварийным выбросом	То же, для гидроподъемников, сервомоторов
1.1.2. Подъемные механизмы, тросы, узлы захватных балок, рейферов, подшипники колес затворов	Консистентные смазки	То же, без аварийных сбросов	Применение узлов механизмов, не требующих смазки
1.1.3. Система масляново-дяного охлаждения силовых трансформаторов с применением прямооточного технического водоснабжения из водного бассейна	Трансформаторное масло	Река. Аварийные утечки масла	Разработка в проектах системы эффективного контроля за утечкой масла в систему техводоснабжения
1.1.4. Трубопроводы с маслом для обогрева пазов затворов		Загрязнение водного бассейна при нарушении плотности маслопроводов	Применение обогрева пазов без использования масла
1.2. Системы и оборудование с устройствами приема, очистки и утилизации загрязнений			
1.2.1. Система регулирования лопатками НА (МНУ, сервомоторы). Фланцевые соединения, сальники запорной арматуры, уплотнения сервомоторов	Турбинное масло	Места установки оборудования, трасса трубопроводов, поддоны сервомоторов и регулировочного кольца, крышка турбины	Организованный сбор протечек в дренажную систему замасленных стоков
1.2.2. Система смазки узлов турбины и генератора (подпятник, подшипники). Фланцевые соединения, сальники запорной арматуры, уплотнения ванн подпятника и подшипников	Турбинное масло с водой	Шахты генератора, турбины, крышка турбины. Возможно река (через уплотнение вала турбины и клапан срыва вакуума)	Организованный сбор смеси масла с водой с крышки турбины в отстойник. Масло отводится в сливной бак грязного масла и утилизируется. Загрязненная маслом вода очищается до уровня допустимых концентраций
1.2.3. Системы охлаждения гидроагрегата. Теплообменники в ваннах подпятника, подшипника	Турбинное масло с водой	Шахты генератора, турбины, крышка турбины	То же
1.2.4. Гидрогенераторы	Вода, загрязненная продуктами горения изоляции и масла при пожаротушении Г-ра	Шахта гидрогенератора, крышка гидротурбины	Отвод стока из шахты г-ра на крышку турбины, организованный прием стока на очистные сооружения

Продолжение таблицы 6.1

Источники загрязнений	Продукты загрязнений и аварийных выбросов	Объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду. Способ сбора, хранения, утилизации загрязнений
1.2.5. Силовые трансформаторы	Трансформаторное масло с водой и продуктами горения при автоматическом водяном пожаротушении с возможными залповыми сбросами масла	Место установки трансформаторов	Организованный прием стока (масла, воды) через маслоприемник с огнепреградителем с последующим разделением сред в отстойнике, улавливание залповых сбросов масла при разрыве бака трансформатора. Масло собирается в емкость и утилизируется, замасленная вода проходит очистку
1.2.6. Система масляноводяного охлаждения силовых трансформаторов	Трансформаторное масло	Помещение место установки теплообменников, насосов, трубопроводов и арматуры	Сбор протечек масла (поддоны, бортовые ограждения, сливной бак)
1.2.7. Масляное хозяйство: баки, насосы, фланцевые соединения, запорная арматура, колонка приема-выдачи масла	Турбинное, трансформаторное, веретенное компрессорное масло	Места установки оборудования масляного хозяйства и передвижной маслоочистительной аппаратуры	Организованный сбор масла в дренажную систему масла и в бак грязного масла
1.3. Шум, вибрация, электрические поля			
1.3.1. Агрегаты, клапаны срыва вакуума, аэрационные трубы, система подачи воздуха под рабочее колесо, компрессоры, насосы и т. п.	Шум	Помещения установки оборудования	Звукоизоляция, установка звукозащитных стенок, применение более современного оборудования
1.3.2. Высоковольтное оборудование напряжением 500 кВ и выше	Электрические поля	Распределительные устройства 500 кВ и выше	Применение экранирующих устройств
2. Вспомогательные производства			
2.1. Устройства очистки и покраски	Продукты механической и химической обработки поверхностей затворов и трубопроводов. Лакокрасочные покрытия	Площадка или помещение покраски оборудования	Обработка затворов только на специальных площадках или в закрытых помещениях. Механизированная уборка помещений и удаление на переработку или захоронение
2.2. Станочное оборудование механической мастерской	Отходы металлообработки, эмульсия металлообрабатывающих станков	Механическая мастерская. Склад отходов металлообработки	Специальный склад и сдача металлолома, утилизация эмульсии
2.3. Оборудование колерной на хоздворе	Краски, лаки, растворители и тара из-под них	Помещение колерной, склад красок, лаков, растворителей	Поддоны, сливной бак, удаление на переработку или захоронение
2.4. Станки столярной мастерской	Древесная стружка, опилки, кора	Помещение столярной мастерской. Площадка хранения отходов	Сбор, утилизация согласно типовым проектным решениям

6.6 Техника безопасности

Проектирование, строительство, ремонт и организация эксплуатации гидротехнического сооружения и гидромеханического оборудования Каларской ГЭС, территория и акватория размещения, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать следующим нормам:

- строительным нормам и правилам;
- нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- речного регистра Российской Федерации;
- российского регистра гидротехнических сооружений;
- федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- межотраслевым правилам по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- правилам пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил и норм как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

В зависимости от местных условий предусматриваются дополнительные меры безопасности труда.

На Каларской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, который является организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Персонал Каларской ГЭС и другие лица, при эксплуатации электроустановок, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства действующих и введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. Работник, проходящий стажировку, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами понимаются:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытания оборудования повышенным напряжением.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, которые требуют проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону — в трех экземплярах. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях. Периодичность и объем вибрационного состояния гидроагрегата устанавливаются в соответствии с действующими нормативными документами.

Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться 1 раз в 5-7 лет.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы.

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики.

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении. Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат «Работать здесь». На электроустановках, граничащих с рабочим местом, независимо от того, находятся они под напряжением или нет, должен быть вывешен плакат: «Стой, напряжение».

Не допускается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала.

Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений, должны устраняться немедленно.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

6.7 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние Каларской ГЭС возлагается на руководителя станции.

Каоарская ГЭС оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Меры по противопожарной безопасности в гидроэнергетике регламентируются требованиями ряда нормативно-правовых актов (Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Система мероприятий по обеспечению пожарной безопасности в организациях складывается из трех основных групп:

- мероприятия по установлению противопожарного режима;
- мероприятия по определению и поддержанию надлежащего противопожарного состояния во всех зданиях, сооружениях, помещениях, участках, площадках, кабинетах, отдельных местах и точках;
- мероприятия по контролю, надзору за выполнением правил пожарной безопасности при эксплуатации, ремонте, обслуживании зданий, сооружений, помещений, коммунальных сетей, оборудования, инвентаря и т. п.

В проекте Каларской ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории помещений сооружений и зданий по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации и средствами автоматического пожаротушения.

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть самостоятельной. Выполнение наружной и внутренней систем противопожарного водоснабжения определяется проектом.

Пожароопасным веществом на ГЭС является масло.

Станционное масляное хозяйство ГЭС обеспечивает: хранение масла, очистку, сушку масла, сбор отработанного масла и его отправку, эксплуатационные и ремонтные работы с маслonaполненным оборудованием. Станционное масляное хозяйство разбито на трансформаторное и турбинное.

Для турбинного масляного хозяйства предусмотрено свое баковое помещение, аппаратная. Аварийный слив масла из бакового помещения предусмотрен в бак аварийного слива турбинного масла. Слив замасленных стоков из этих помещений через трапы выведен в бак аварийного слива трансформаторного масла. Скопившееся масло в каком-либо баке аварийного слива может быть откачено стационарными масляными насосами в автоцистерну и вывезено на переработку.

Для оборудования в аппаратных (маслоочистительное оборудование, насосы) предусмотрены поддоны на случай каких-либо незначительных протечек масла.

Система пожаротушения гидрогенератора постоянно готова к подаче воды на коллекторы пожаротушения генератора. Выводить в ремонт систему пожаротушения генератора можно только в исключительных случаях с разрешения главного инженера. При загорании обмоток генератора: генератор отключить от сети, отключить возбуждение и аварийно остановить, на 5 минут ввести в работу систему пожаротушения генератора.

Протечки масла из сервомоторов попадают на крышку турбины откуда вместе с дренажной водой отводятся самотеком в специальный бак-маслоуловитель. Скопившееся масло в верхней части бака периодически откачивается на утилизацию, а чистая вода отводится в дренажный колодец и откачивается в нижний бьеф. Установка бака-маслоуловителя предусмотрена в каждом из 2 агрегатных блоков. Незначительные протечки масла из гидроцилиндров аварийно-ремонтных затворов, расположенных на входных отверстиях водоприемников, попадают в замкнутое пространство затворной шахты. Перед опорожнением, при ремонте напорного трубопровода масло из затворной шахты собирается с помощью пористого материала (поролоновой губки). В маслонапорных установках, в местах возможных случайных протечек, устанавливаются поддоны, в частности под соединениями гидролиний с насосами и баками.

Оснащение помещений средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения на центральный пункт управления.

Система водяного пожаротушения объектов ГЭС состоит из секций. Каждая секция имеет контрольно-пусковой узел (КПУ), состоящей из автоматической задвижки с электроприводом и ручной задвижки, манометра для контроля наличия воды от которого происходит распределение воды по узлам. Во избежание пожара необходимо соблюдать следующие мероприятия:

- Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.
- Территория станции должна иметь оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.
- Оборудование, оснащаемое средствами автоматического пожаротушения, должно иметь датчики обнаружения возгорания, от которых должны выдаваться сигналы на открытие запорно-пусковых органов подачи воды, о срабатывании системы пожаротушения на центральный пульт управления и другие необходимые по технологии тушения пожара сигналы.

7 Технико – экономические показатели

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат

7.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Рынок электроэнергии – один из самых технологически сложных рынков. Электроэнергия – уникальный товар, основной особенностью которого является невозможность его накопления и хранения, именно поэтому функционирование любой энергосистемы возможно лишь при условии постоянно поддерживающегося баланса спроса и предложения.

На оптовом рынке торгуются два товара – электроэнергия и мощность. Плата за мощность покрывает постоянные расходы генерирующей компании на поддержание оборудования в готовности выработать необходимый объем электроэнергии по первому требованию покупателя.

Оценка объемов продаж электроэнергии приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии, млн.руб.

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	233	233	233	233
Число часов использования установленной мощности	Часы	4320	4320	4320	4320
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1006560,0	1006560,0	1006560,0	1006560,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	38527,49	38527,49	38527,49	38527,49
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1887846,9	1887846,9	1887846,9	1887846,9
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	12300	12696	13092	13572
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	161,25	166,44	171,63	177,92
НДС к выручке	млн.руб	24,6	25,4	26,2	27,14

По результатам расчета можно сделать вывод, что выручка растет, это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

7.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

По функциям деятельности предприятия в системе управления производством затраты являются производственными.

Основными называются затраты, непосредственно связанные с технологическим процессом производства энергии на технологические цели.

Текущие расходы включают в себя:

- амортизационные отчисления;

- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с указанной (рассчитанной) нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости) – 0,08%.

Эксплуатационные расходы для новых объектов (оплата труда, производственные затраты, уменьшающие налогооблагаемую базу, прочие расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу) определяются в ценах 2017 г. в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы гидроузла приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	56,90
Прочие	274,0	61,09
Итого по ГЭС	529,2	117,99

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Формирование текущих расходов выполнено на основании [4] с учетом реализованной электроэнергии (таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	30,19
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	2,11
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,61
Итого		32,91

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Калар составляет 4,8 за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5 и структура на рисунке 7.1.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40
Расходы на страхование, млн.руб.	26,53	26,24	25,95	25,66	25,37
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	117,99	117,99	117,99	117,99	117,99
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,66	2,46	2,43	2,41	2,38
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
Налог на воду, млн.руб.	8,99	9,25	9,25	9,25	9,25
Итого, млн.руб.	218,48	219,25	218,94	218,63	218,31

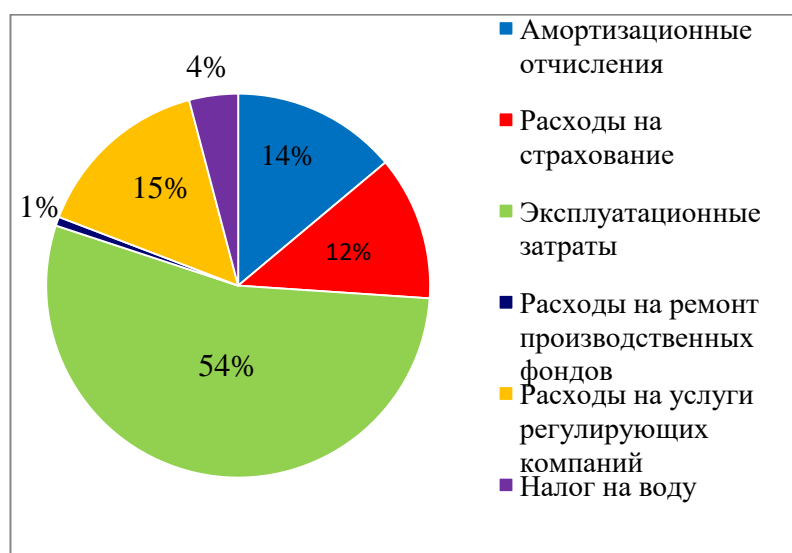


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

7.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы в гидроэнергетике представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности ГЭС.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества

- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – в соответствии с бассейном реки, озера, моря.
 - Налог на воду входит в текущие затраты.
- Налоговые расходы представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	295,73	313,41	321,9	334,85	348,2
НДС, млн.руб.	250,91	337,43	345,23	356,65	368,55
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	51,96	51,96	51,96	51,96	51,95
Налог на имущество, млн.руб.	60,3	59,7	59,01	58,34	57,7
Итого, млн.руб.	658,9	762,5	778,1	801,8	826,4

7.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль характеризует эффективность производства и качество производимой продукции.

Если ГЭС использует имеющиеся у нее ресурсы наиболее эффективным способом и совокупный доход превышает совокупные экономические издержки, то возникает положительная экономическая прибыль.

Доходы ГЭС формируются как доходы от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав (доходы от реализации) и прочие доходы.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7 и на рисунке 7.2.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	838,7	1735,4	1792,7	1883,2	1920,8
Текущие расходы, млн.руб.	136,6	218,5	219,2	218,9	218,6
ЕВITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	702,1	1516,9	1573,4	1664,2	1702,2
ЕВIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	702,1	1516,9	1573,4	1664,2	1702,2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	140,4	303,4	314,7	332,8	340,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	561,6	1213,6	1258,8	1331,4	1361,7
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

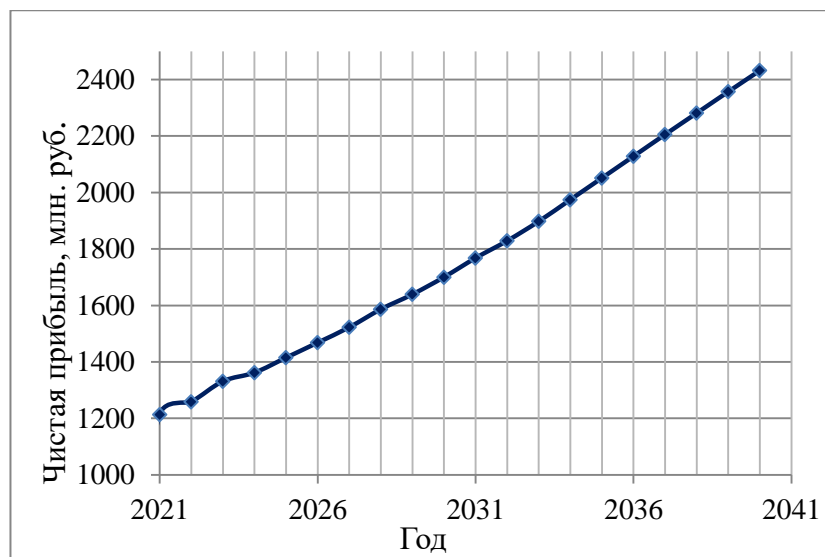


Рисунок 7.2 – Годовая прибыль первых лет эксплуатации, млн. руб.

7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, [4].

7.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Каларской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей эффективности реализации проекта «Каларская ГЭС на реке Калар, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Основные показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - DPB, мес	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	6125,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,27
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,11
Удельные капиталовложения, руб/Квт	100150,5

7.3.3 Бюджетная эффективность

Важной информацией, отражающей влияние результатов выполнения инвестиционного проекта на расходы и доходы какого-либо бюджета (местного, федерального, регионального), является бюджетная эффективность

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления млн.руб.	197,7	397,7	668,5	772,06	787,7
В федеральный бюджет, млн.руб.	129,2	335,9	607,9	712,1	728,3
В региональный бюджет, млн.руб.	68,3	61,4	60,3	59,7	59,01

7.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности — заключается в оценке влияния изменения исходных параметров проекта на его конечные характеристики, в качестве которого принят чистый приведенный доход.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;

В данном проекте проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Сумма NPV в зависимости от изменения: объёма инвестиций, объёма сбыта, ставки дисконтирования приведены на рисунках 7.3, 7.4 и 7.5.

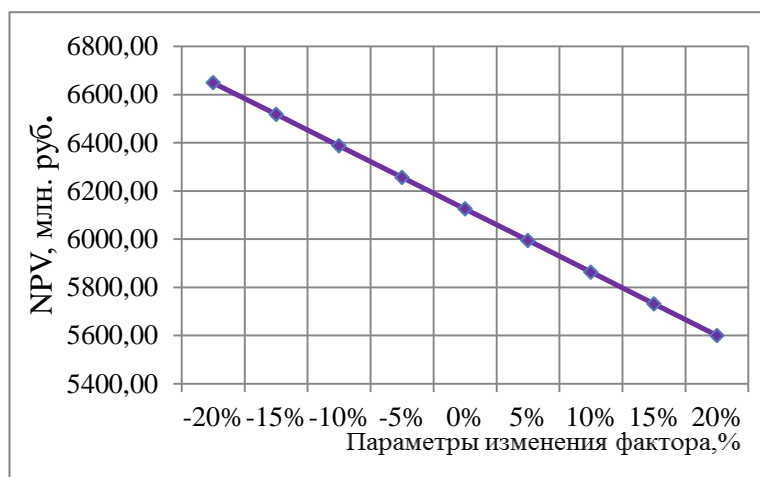


Рисунок 7.3 – Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций - уменьшение величины NPV.

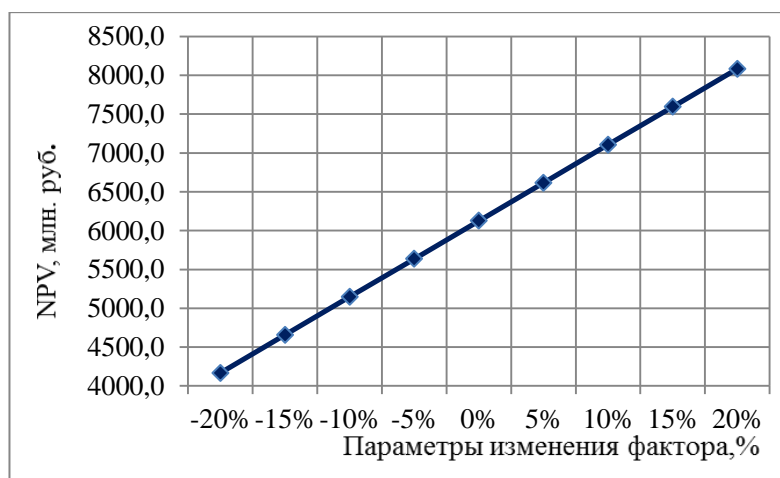


Рисунок 7.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения объёма сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV.



Рисунок 7.5 - Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

8 Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях

8.1 Суровые климатические условия

Хорошо известно, что гидроэнергетические ресурсы являются высокоэкономичным, возобновляемым источником энергии. Поэтому строительство гидроузлов осуществляется в различных климатических условиях: от умеренно – благоприятных в юго – западных регионах страны до особо – суровых в Сибири и на Дальнем востоке.

Климат характеризует данную местность в силу её географического местоположения. Климатические условия характеризуются среднемесячной температурой наиболее холодного месяца:

- Умеренные – выше -10°C
- Суровые – от -10 до -20°C
- Особо суровые – ниже -20°C

Гравитационные плотины, построенные и эксплуатируемые в суровых климатических условиях приведены в таблице 8.1 [17].

К району с суровыми климатическими условиями относится и Каларский район, приравненный к районам Крайнего Севера, в котором находится проектируемый Каларский гидроузел.

Климат резко-континентальный с коротким и нередко дождливым летом. Зима холодная и продолжительная, средняя температура января $-28 \div -34^{\circ}\text{C}$. В Каларском районе, в котором находится самая северная точка Забайкальского края, отмечена максимально низкая температура данного региона: -64°C .

Таблица 8.1 – Плотины, построенные и эксплуатируемые в суровых климатических условиях

Наименование гидроэлектростанции	Установленная мощность, МВт	Река	Регион	$\overline{T}_{\text{ср}} \text{ января } ^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{min}} \text{ января } ^{\circ}\text{C}$
Красноярская ГЭС	6000	р.Енисей	Красноярский край	-30	-53
Братская ГЭС	4500	р. Ангара	Иркутская область	-35	-50
Усть-Илимская ГЭС	3840	р. Ангара	Иркутская область	-35	-50
Богучанская ГЭС	2997	р. Ангара	Красноярский край	-29	-53
Бурейская ГЭС	2010	р. Бурей	Амурская область	-37	-45
Новосибирская ГЭС	470	р.Обь	Новосибирская область	-25	-52
Майнская ГЭС	321	р.Енисей	Хакасия	-25	-49
Мамаканская ГЭС	86	р.Мамакан	Иркутская область	-35	-50

8.2 Специфика работы бетонных гравитационных плотин в суровых климатических условиях

Основной особенностью работы гравитационных плотин в суровых условиях является сезонная немонолитность рабочего профиля, связанная с раскрытием конструктивных (межсекционных и межблочных швов) и строительных швов, выходящих на низовую грань. Начинается этот процесс с раскрытия вертикальных трещин и участков межстолбчатых швов на низовой грани. После того, как преодолены сцепление бетона, влияние веса и гидростатического давления, раскрываются межблочные горизонтальные швы.

Последствия немонолитности проявляются в некоторой самостоятельности работы столбов, что доказывается натурными наблюдениями за развитием деформаций по обе стороны межстолбчатого шва. Одинаковые по знаку и значению приращения деформаций свидетельствуют о монолитности данной области плотины, разные по знаку приращения – о перераспределении напряжений в профиле. Различие в характере передачи напряжений от столба к столбу определяет отличное от расчетного распределение напряжений по всему горизонтальному сечению плотины. Это может привести к раскрытию контактного шва (в Братской плотине).

Немонолитность межстолбчатого шва в секции 30 Братской плотины была подвержена прямыми показаниями щелемера в шве (рисунок 8.1, б, кривая б) несогласованными деформациям по обе стороны шва (кривая 1 и 2), что привело к разрывам в эпюрах деформаций (рисунок 8.1, а) [8].

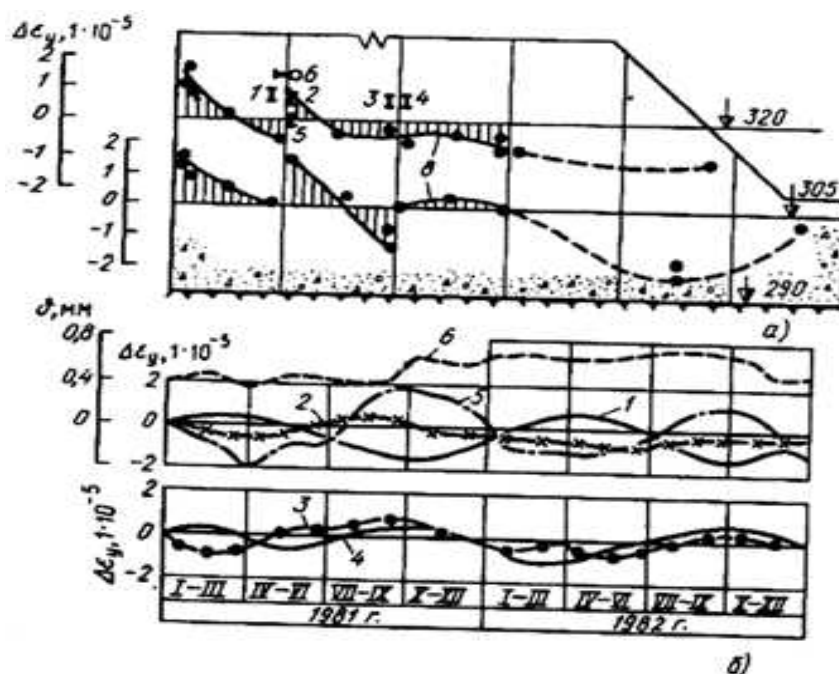


Рисунок 8.1 – Деформации в поперечном профиле плотины:

а – Братская плотна; б – деформации в измерительных точках; 1 – 4 – деформации у межстолбчатых швов; 5 – деформация межблочного шва; 6 – раскрытие шва I – II; 8 – эпюры измеренных приращений деформаций от гидростатической нагрузки.

Нарушение монолитности плотин носит четко выраженный сезонный характер, определяющий специфику статической работы гравитационных плотин в суровом климате. Максимальные раскрытия конструктивных и строительных швов наступают в конце февраля - начале марта на глубину 4 м при наблюдаемом раскрытии до 4 мм на поверхности низовой грани (Братская плотина). Таким образом, оптимальным календарным сроком проведения цементации шва I-II в суровых условиях является март – время максимального температурного поворота первого столба.

Максимальное раскрытие межстолбчатых и межсекционных швов плотины наступает в условиях минимальных температур бетона и низких отметок УВБ. Уменьшение гидростатической нагрузки приводит к наклону плотины в сторону верхнего бьефа. В результате межстолбчатые швы раскрываются в своей верхней части, близкой к поверхности грани. В более глубоких слоях блоков немного позже – в основном в весенне – летний период по мере охлаждения бетона.

Межблочные швы относятся к нецементируемым, в процессе возведения плотины при возрастающей массе бетона вышерасположенных блоков швы обжимались. Состояние межблочных швов зависит от следующих факторов:

- веса бетона расположенного выше шва;
- гидростатической нагрузки со стороны верхнего бьефа;
- температурных воздействий.

Максимальный раскрытия этих швов вблизи поверхности грани по календарным срокам совпадают с раскрытием межстолбчатых и также распространяется вглубь бетонного массива (рисунок. Г.1, приложение Г).

Сезонная немонолитность профиля плотины в виде раскрывающихся межстолбчатых, межсекционных и межблочных швов имеет место на всех отечественных плотинах, эксплуатируемых в суровых условиях. Максимальная глубина раскрытия швов составляет 3 – 5 м.

В результате растягивающих температурных напряжений, возникающих при остывании блока и не подавляемых весом вышележащего бетона, свежееуложенный блок деформируется таким образом, что контакт с нижележащим блоком может быть нарушен на значительной части площади шва.

Раскрытие строительных и конструктивных швов на низовой грани по данным натурным наблюдениям почти линейно зависит от понижения температуры, причем его удельное раскрытие составляет 0,05 – 0,06 мм на 1°С при уменьшении положительной температуры.

Смягчить сезонные колебания температуры можно теплоизоляцией.

Естественно образующийся ледяной покров на водосливных гранях Усть – Илимской и Братской плотинах вследствие утечки воды из-под затворов

заметно снизил температурную составляющую напряжений и деформаций водосливных секций.

Еще одной особенностью работы плотин в условиях сурового климата является разрушение бетона в зоне переменного уровня. Это происходит при частой смене замораживания и оттаивания насыщенного водой бетона. Основной формой разрушения являются каверны в бетоне в пределах зоны переменного уровня.

С целью восстановления (укрепления) бетона проводятся следующие работы: цементация, инъецирование бетона полимерными материалами, удаление разрушенного (дефектного) бетона с заменой его новым в локальной части конструкции.

8.2.1 Раскрытие межстолбчатых швов в разных секциях

При одинаковом распределении температуры в бетоне низовой грани глухой секции Усть – Илимской плотины наклонный участок межстолбчатого шва раскрывается значительно интенсивней, чем горизонтальный межблочный шов. Раскрытие аналогичного межстолбчатого шва на этой же отметке в стационарной секции отличается по характеру эпюры и значениям, так как армокаркас и армосетки, воспринимая температурные напряжения, ограничивают раскрытие шва (рисунок. 8.5 а, б) [8]:

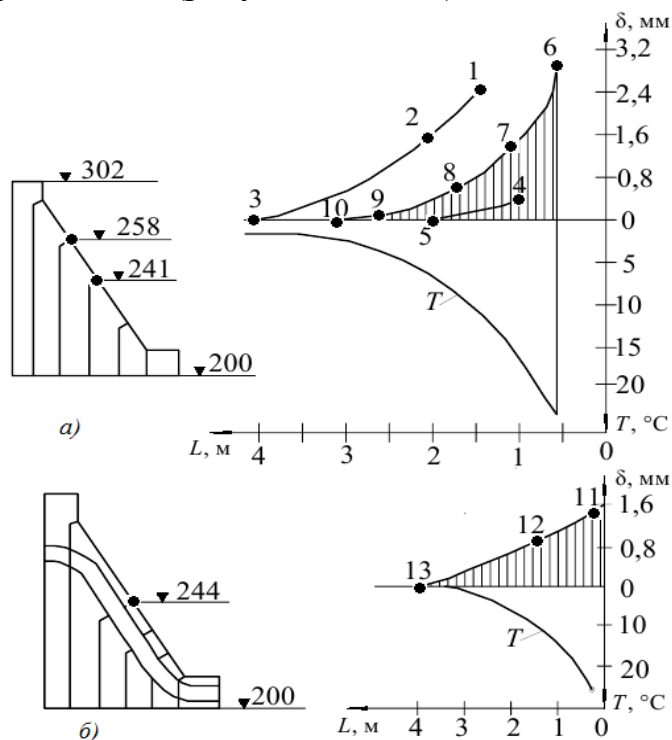


Рисунок 8.5 – Эпюры раскрытий швов:

а – глухая секция Усть – Илимской плотины; *б* – стационарная секция.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Методические указания к курсовому проекту/ Александровский А.Ю., Силаев Б.И. – М: Изд-во МЭИ, 1995 г – 44с.
2. Гидромашины: Методические указания к курсовому проекту – Саяногорск, СШФКГТУ, 2006 – 40 с.
3. Гидроэнергетическое оборудование ГЭС: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю. С. Васильева, Д.С. Щавелева, - Т.1. Основное оборудование ГЭС – М.: Энергоатомиздат, 1988 – стр. 143 рисунок 10.8.
4. Единых сценарных условий ПАО «РусГидро на 2017– 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).
5. Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО, Москва, 2008 г., утвержденными РАО ЕЭС России от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
6. Методы возведения на напряженное состояние бетонных массивов гидротехнических сооружений/ Л.М. Гаркун, А.П. Епифанов, В.Б. Идельсон и др. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 112 с.: ил. – Б-ка гидротехника и гидроэнергетика; Вып.87.
7. Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
8. Натурные исследования монолитности высоких плотин/ Дурчква В.Н. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 120с.: ил. – Б-ка гидротехника и гидроэнергетика; Вып. 90.
9. Речные ГТС. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методическое указание по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В. Б. Затева. – Саяногорск; Черемушки: сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2015. – 88с.
10. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095549i>.
11. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dwg.ru/dnl/6858>.
12. СП от 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11336.
13. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200000256>.
14. СП от 01.07.1985 № 3907-85 Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ / Г.Н. Красовского - Введ. 1 июля 1985 г. – М.: Министерство здравоохранения СССР, 1987 г – 22 с.

15. Сборник Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/Sbornik_tipovykh_norm_poter_mat.html.
16. Строительство гидроэлектростанций в России: Учебно – справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей / сост. Б.М Ерахтин, В.М. Ерахтин. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007. – 732 с.
17. Список гидроэлектростанций России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>.
18. Справочник по гидравлическим расчетам. Под С74 редакцией П. Г. Киселева. Изд. 4-е, переработ. и доп. М.:Энергия, 1972.
19. Федеральный закон Российской Федерации от 20 декабря 2004 г. N 166-ФЗ О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rg.ru/2004/12/23/rybolovstvo-dok.html>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности

Таблица А.1 – Расчет водно-энергетического регулирования стока в маловодном году с учетом изменения гарантируемых мощностей

Месяц	Расход, м³/с									Объем, км³			Уровень, м				Н _{ГЭС}	N _{ГЭС} , МВт	N _{Гар} , МВт
	Q _{быт}	потери			Q _{пол.б}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _в	Q _{нб}	ΔV	V _{нач}	V _{кон}	УВБ			Z _{нб}			
		Q _ф	Q _{исп}	Q _{лед}									Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
Окт.	77	1	0,1	0	75	80	79	4	80	0,01	8,4	8,39	650,00	650,03	650,02	563,86	85,39	56	56
Нояб.	50	1	0	1	49	40	177	128	178	0,34	8,39	8,0	650,03	647,50	648,76	566,85	81,15	131	131
Дек.	38	1	0	1	36	40	228	192	229	0,50	8,0	7,5	647,50	644,24	645,87	567,86	77,24	160	160
Янв.	21	1	0	1	19	40	239	220	240	0,53	7,5	7,0	644,24	641,19	642,71	568,08	73,87	160	160
Февр.	18	1	0	2	17	40	201	184	202	0,49	7,0	6,5	641,19	638,50	639,85	567,33	71,74	131	131
Март.	17	1	0	-1	16	40	84	68	85	0,18	6,5	6,3	638,50	637,53	638,02	564,11	73,14	56	56
Апр.	29	1	0	-1	30	40	39	9	40	0,02	6,3	6,3	637,53	637,40	637,46	560,98	75,72	27	ВХК
Май.	280	2	0,1	1	281	80	78	-203	80	-0,53	6,3	6,9	637,40	640,28	638,84	562,87	75,20	53	ВХК
Июнь	332	2	0,1	1	331	80	78	-253	80	-0,66	6,9	7,5	640,28	643,98	642,13	562,87	78,50	56	ВХК
Июль	326	3	0,1	1	324	80	77	-247	80	-0,64	7,5	8,1	643,98	648,21	646,10	562,87	82,46	58	ВХК
Авг.	161	3	0,1	1	160	80	77	-83	80	-0,22	8,1	8,36	648,21	649,82	649,01	562,87	85,38	60	ВХК
Сент.	97	3	0,1	1	96	80	77	-19	80	-0,05	8,36	8,4	649,82	650,00	659,91	562,87	86,37	60	ВХК

Вывод: Сошлись отметки Z_{нач} и Z_{кон}, сошлись V_{нач} и V_{кон}, соблюдено соотношение Q_{ВХК} ≤ Q_{НБ}, соблюдено соотношение N_{ГЭС} ≥ N_{Гар}.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО115-В

D_1 , м	3	3,55	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
η_H	0,955	0,956	0,957	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
$\Delta\eta$	0,028	0,029	0,030	0,031	0,031	0,032	0,032	0,032	0,033	0,033
m	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04
n^* , об/мин	218,1	184,4	145,5	131,02	117,01	109,2	104,04	92,3	87,4	81,9
$n_{\text{синх}}$, об/мин	214,3	187,5	150	130,4	115,4	107,1	107,1	93,8	88,2	83,3
n'_{imax} , об/мин	76,9	79,6	80,6	77,8	77,2	76,7	80,5	79,5	78,9	79,5
n'_{imin} , об/мин	67,1	69,4	70,4	67,9	67,3	66,9	70,3	69,3	68,9	69,4
n'_{ip} , об/мин	73,6	76,2	77,2	74,5	73,9	73,4	77,1	76,1	75,6	76,1
N_a^* , кВт	60712,2	85092,3	136898,5	169100,7	212238,9	243723,3	268768	341553	381219	433870,4
z^*	3,838	2,738	1,702	1,378	1,098	0,956	0,867	0,682	0,611	0,5
z	4	3	2	2	1	1	1	1	1	1
N_a , кВт	58250	77666,7	116500	116500	233000	233000	233000	233000	233000	233000

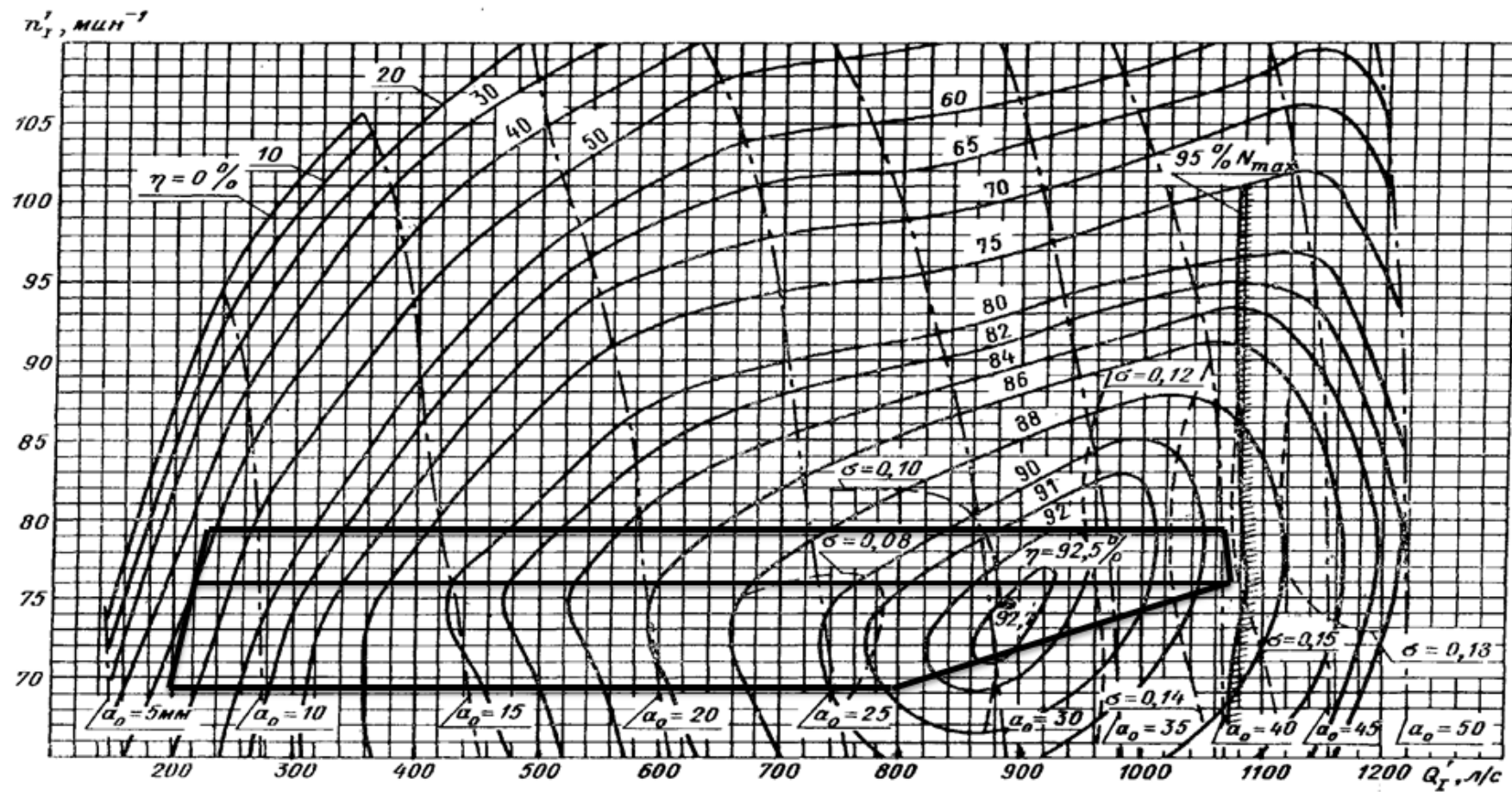


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика РО 115/810-В-51,56

Таблица Б.2 – Расчёт неэллиптических сечений спиральной камеры РО115-В-450

Угол, °	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot \frac{D_4 \cdot \varphi}{2 \cdot c}$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$= [6] + [3] \times$	x^2	ρ^2	ρ	a	R, м
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
351	0,589	4,328	3,049	1,746	2,34	5,45	6,73	2,59	6,01	8,60
333	0,559	4,106	2,827	1,681	2,24	5,02	6,30	2,51	5,91	8,42
315	0,528	3,884	2,605	1,614	2,14	4,59	5,87	2,42	5,82	8,24
297	0,498	3,662	2,383	1,544	2,04	4,17	5,45	2,33	5,72	8,05
279	0,468	3,440	2,161	1,470	1,94	3,76	5,03	2,24	5,61	7,86
261	0,438	3,218	1,939	1,392	1,83	3,35	4,63	2,15	5,50	7,66
243	0,408	2,996	1,717	1,310	1,72	2,95	4,23	2,06	5,39	7,45
225	0,377	2,774	1,495	1,223	1,60	2,56	3,84	1,96	5,27	7,23
207	0,347	2,552	1,273	1,128	1,48	2,18	3,46	1,86	5,15	7,01
189	0,317	2,330	1,051	1,025	1,34	1,80	3,08	1,75	5,02	6,77
171	0,287	2,108	0,829	0,911	1,20	1,43	2,71	1,65	4,87	6,52
153	0,257	1,886	0,607	0,779	1,04	1,07	2,35	1,53	4,71	6,24
135	0,226	1,665	0,385	0,621	0,85	0,72	1,99	1,41	4,52	5,93
117	0,196	1,443	0,163	0,404	0,60	0,36	1,64	1,28	4,28	5,56

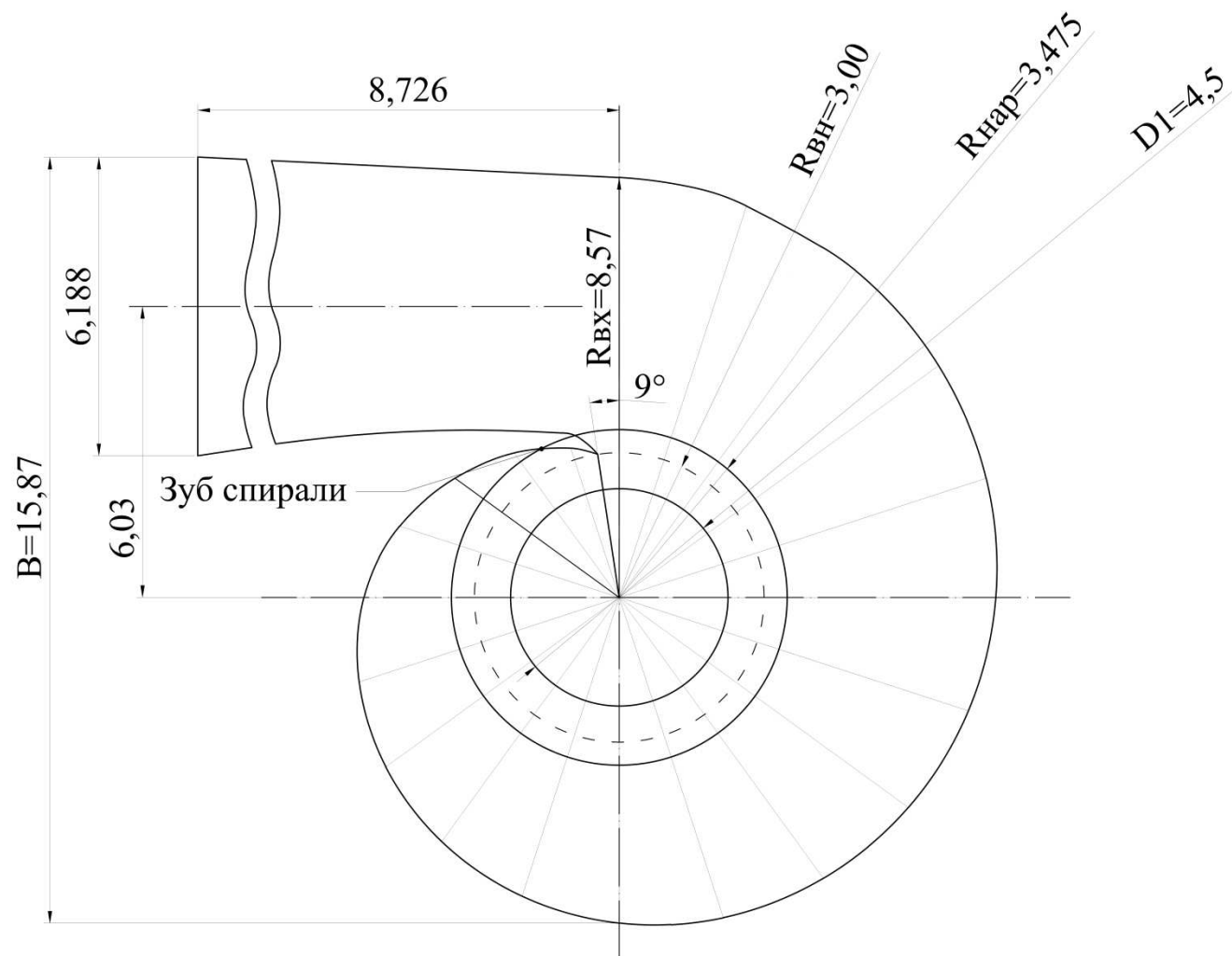


Рисунок Б.2 – Номограмма для предварительного выбора маслонапорных установок радиально – осевых турбин

ПРИЛОЖЕНИЕ В Гидротехнические сооружения

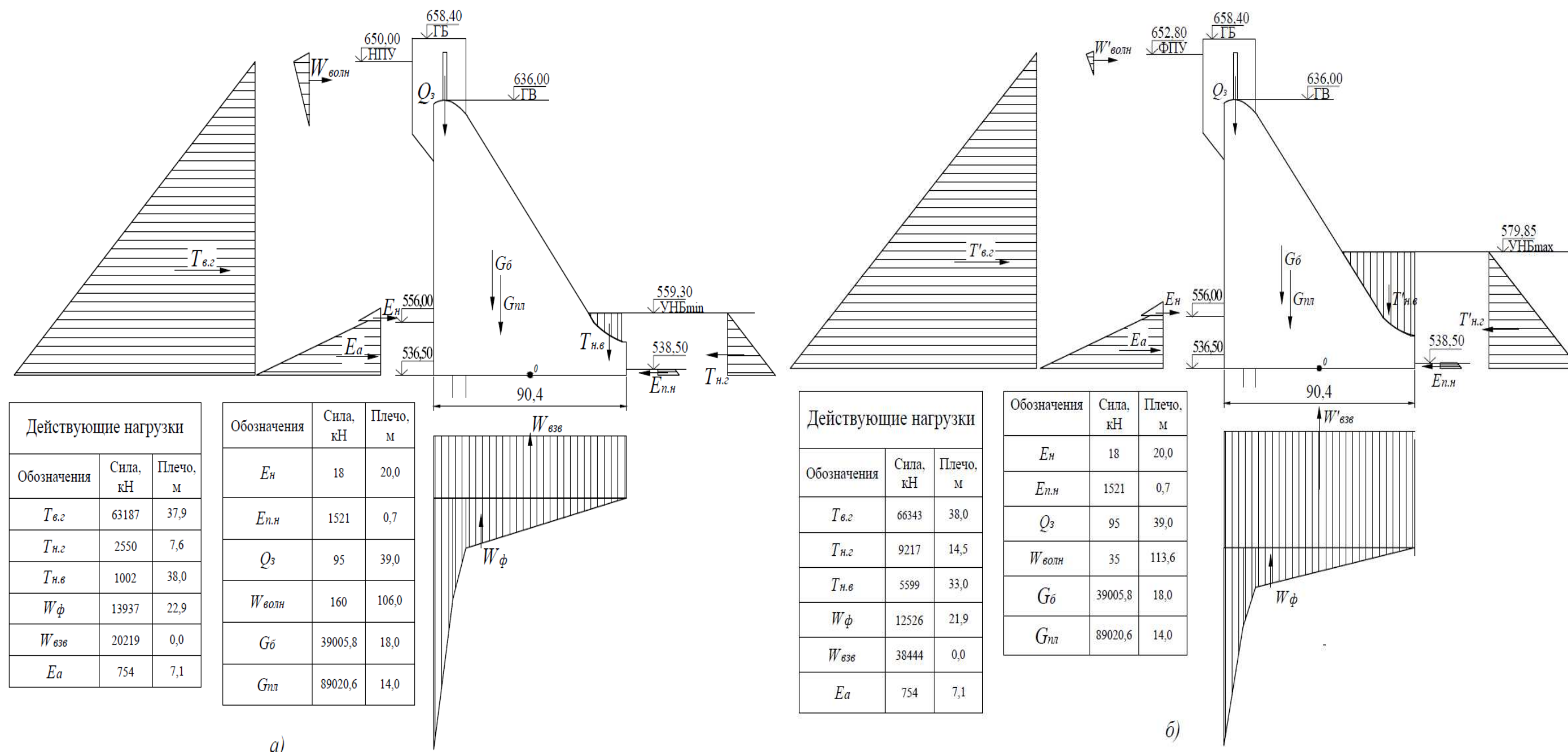
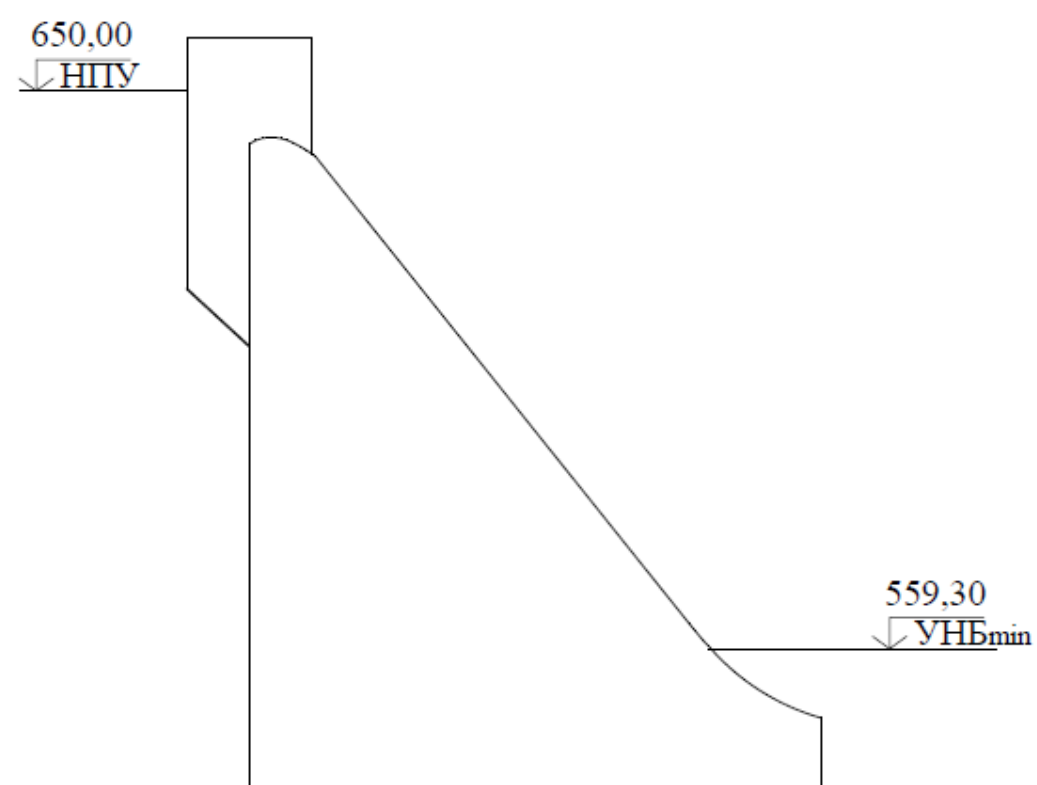
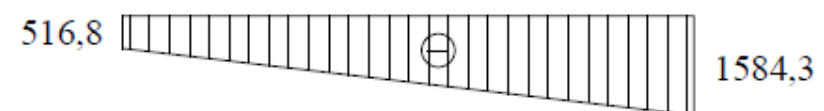


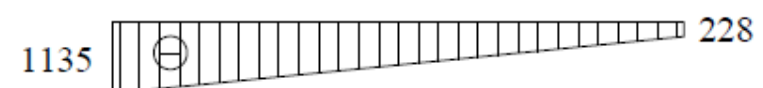
Рисунок В.1 – Действующие нагрузки на бетонную водосливную плотину:
а – при основном сочетании нагрузок и воздействий; б – при особом сочетании нагрузок и воздействий.



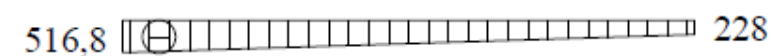
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам, кПа



Нормальные напряжения по вертикальным площадкам, кПа



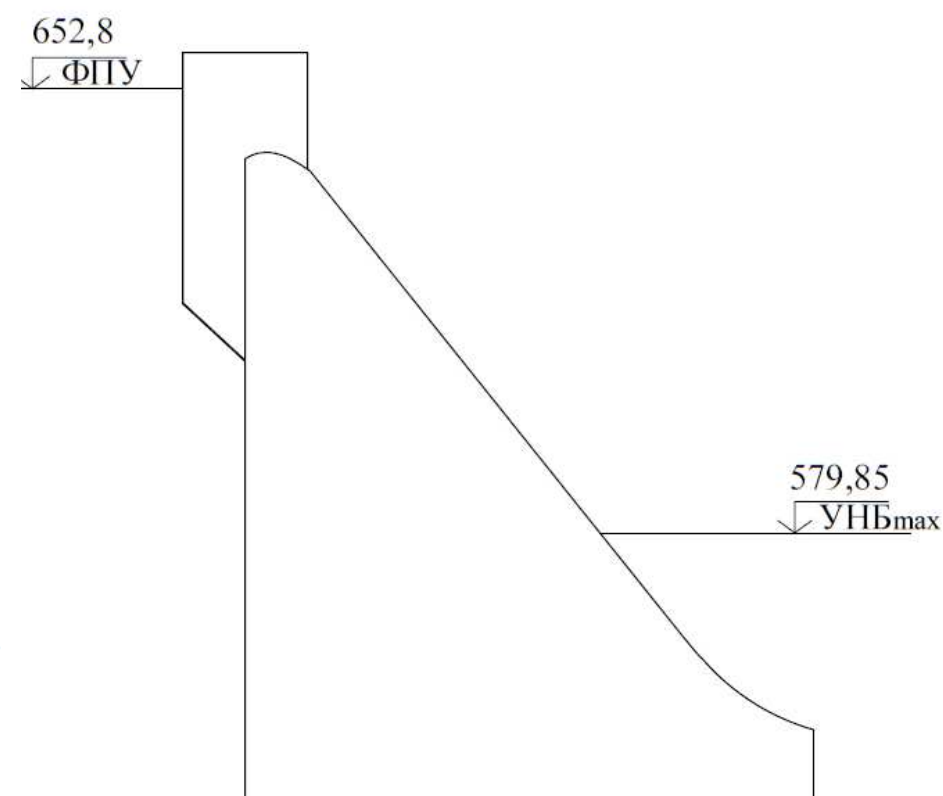
Вертикальные главные минимальные напряжения, кПа



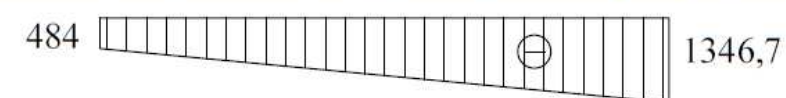
Горизонтальные главные максимальные напряжения, кПа



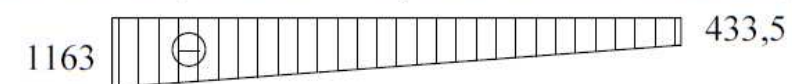
а)



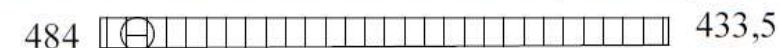
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам, кПа



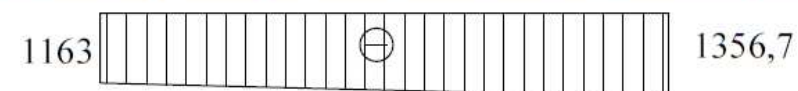
Нормальные напряжения по вертикальным площадкам, кПа



Вертикальные главные минимальные напряжения, кПа



Горизонтальные главные максимальные напряжения, кПа



б)

Рисунок В.2 – Напряжения, действующие по контактному сечению:

а – при основном сочетании нагрузок и воздействий; б – при основном сочетании нагрузок и воздействий.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях

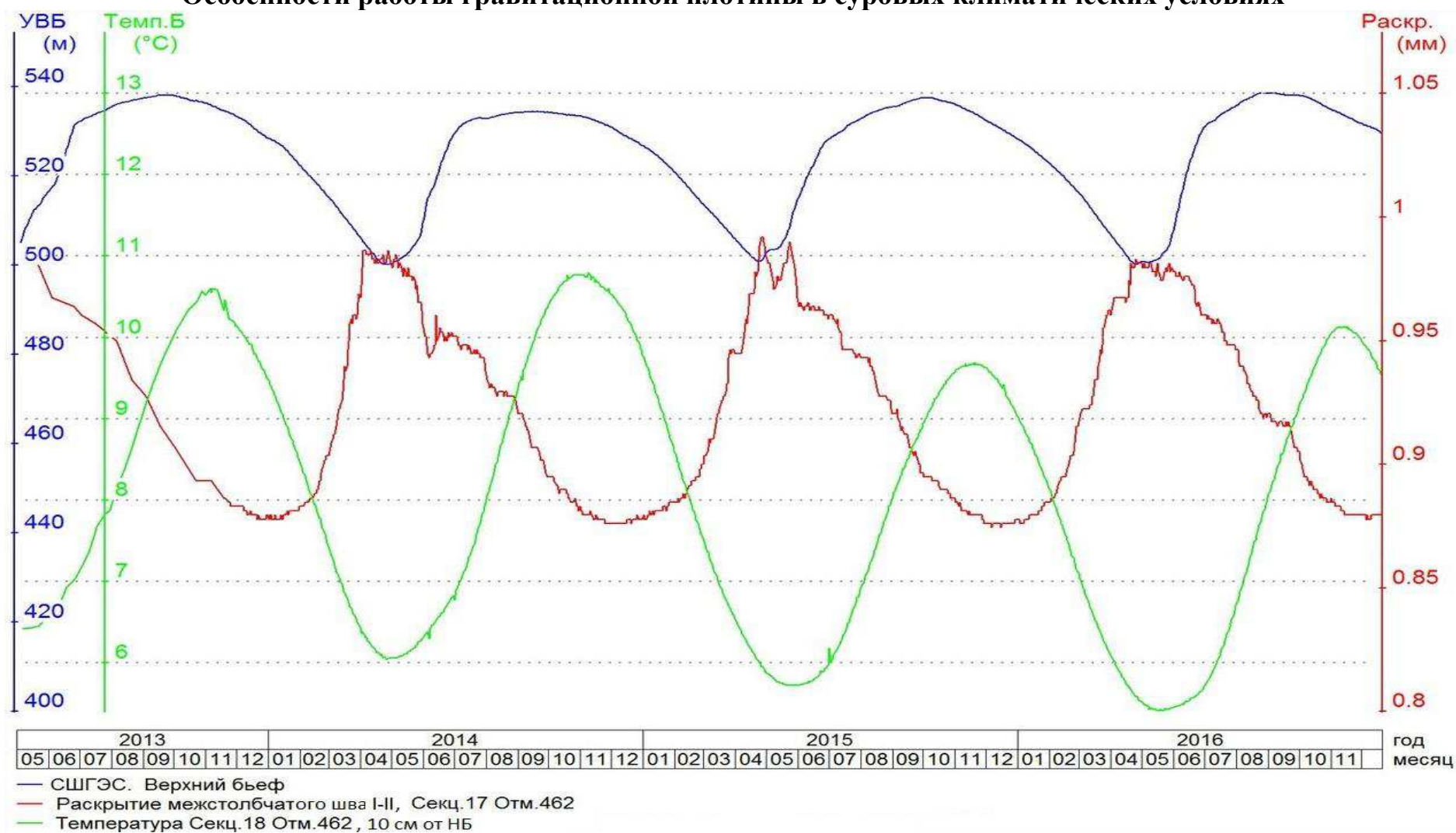


Рисунок Г.1 – Раскрытие межстолбчатого шва I-II у низовой грани на отм. 462 м СШГЭС

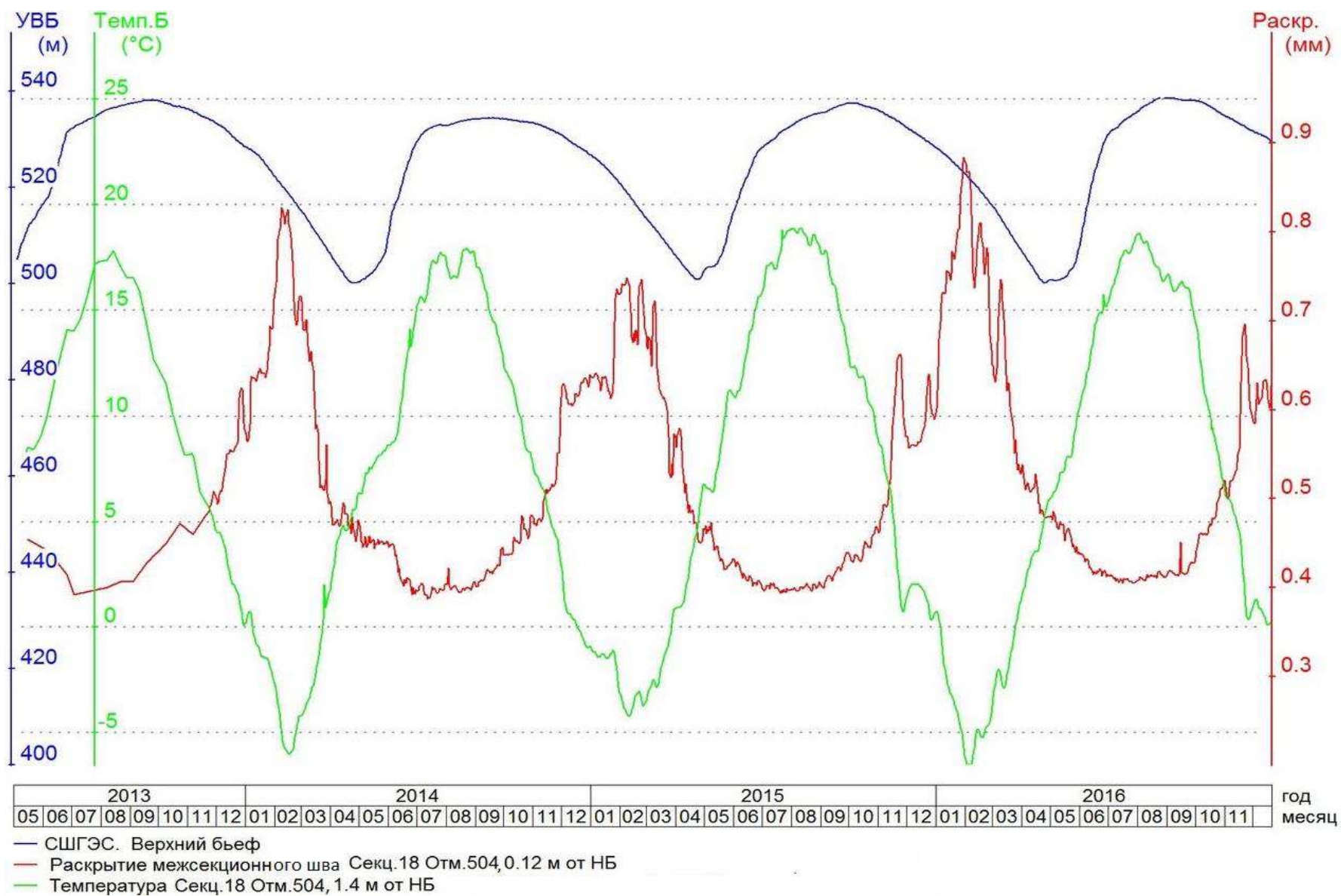


Рисунок Г.2 – Раскрытие межсекционного шва у низовой грани на отм. 504 м СШГЭС

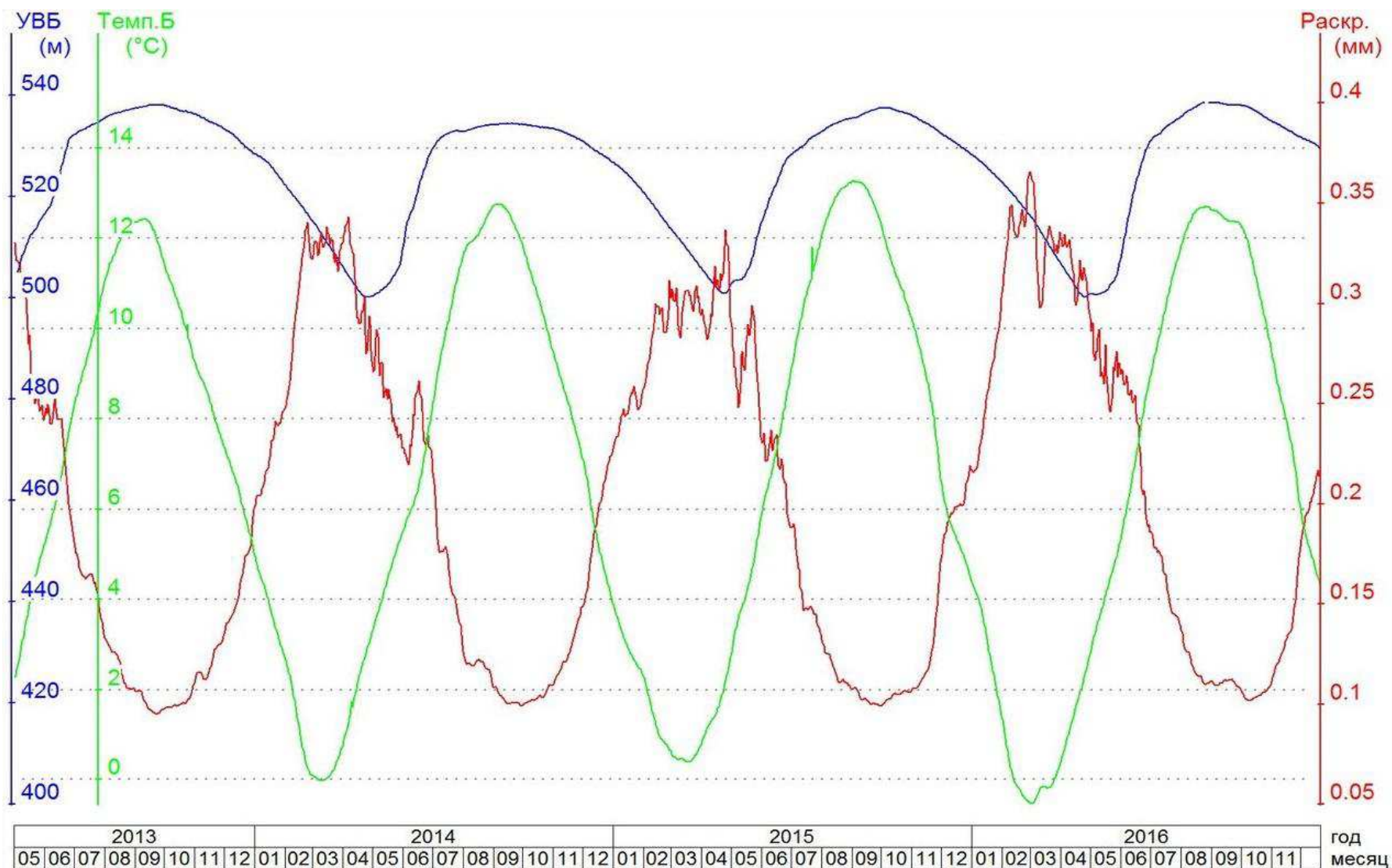


Рисунок Г.3 – Раскрытие межблочного шва на отм. 461 м СШГЭС

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

Руководителя Е.В. Фирищак, инженера Службы мониторинга ГТС Филиала
ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

о бакалаврской работе «Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар.
Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических
условиях»

Серебряковой Натальи Дмитриевны

Бакалаврская работа, разработанная Н.Д. Серебряковой, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 105 листах пояснительной записки, 7 листах чертежей и 2 плакатах.

Проект выполнен в соответствии с выданным заданием на проектирование, автором подробно разработаны все части проекта. Выполнена компоновка гидроузла, рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное оборудование. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчёты.

Расчеты, проведенные в работе, выполнены на хорошем уровне. Материал пояснительной записки изложен четко и последовательно, графическая часть сделана аккуратно и технически правильно.

В объеме индивидуального задания Серебрякова Наталья описала в полной мере, понятно и правильно. Привела примеры.

Основным замечанием данной бакалаврской работы является то, что не было спроектировано грунтовой плотины.

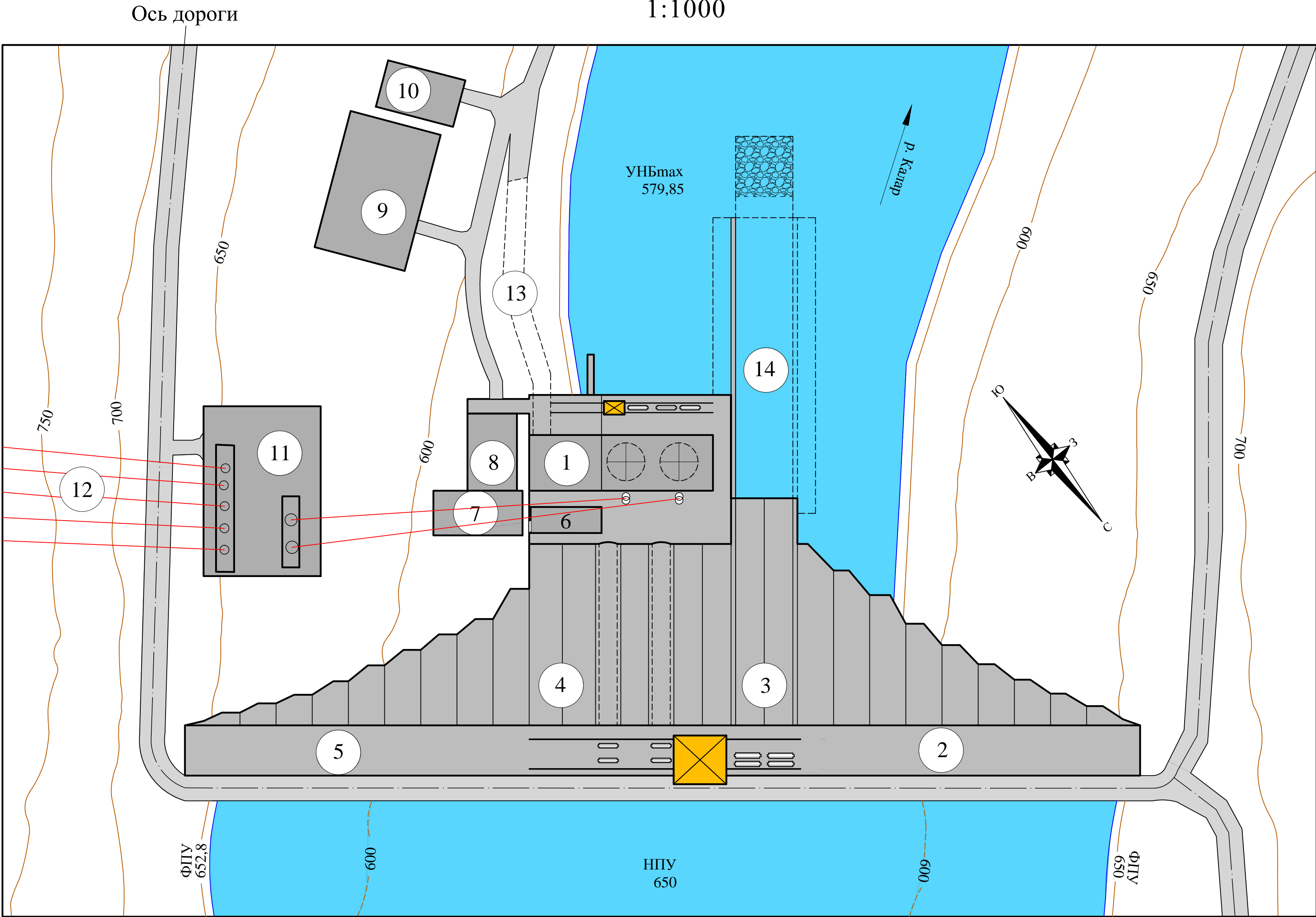
В процессе работы над бакалаврской работой Н.Д. Серебрякова показала себя трудолюбивым человеком, проявила творческий подход к написанию работы и самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар. Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях» заслуживает оценки «отлично», а разработчик проекта Серебрякова Н.Д. присвоения квалификации «бакалавр» по направлению 08.03.02 «Строительство». Профиль «Гидротехническое строительство».

Дата 15.06.17

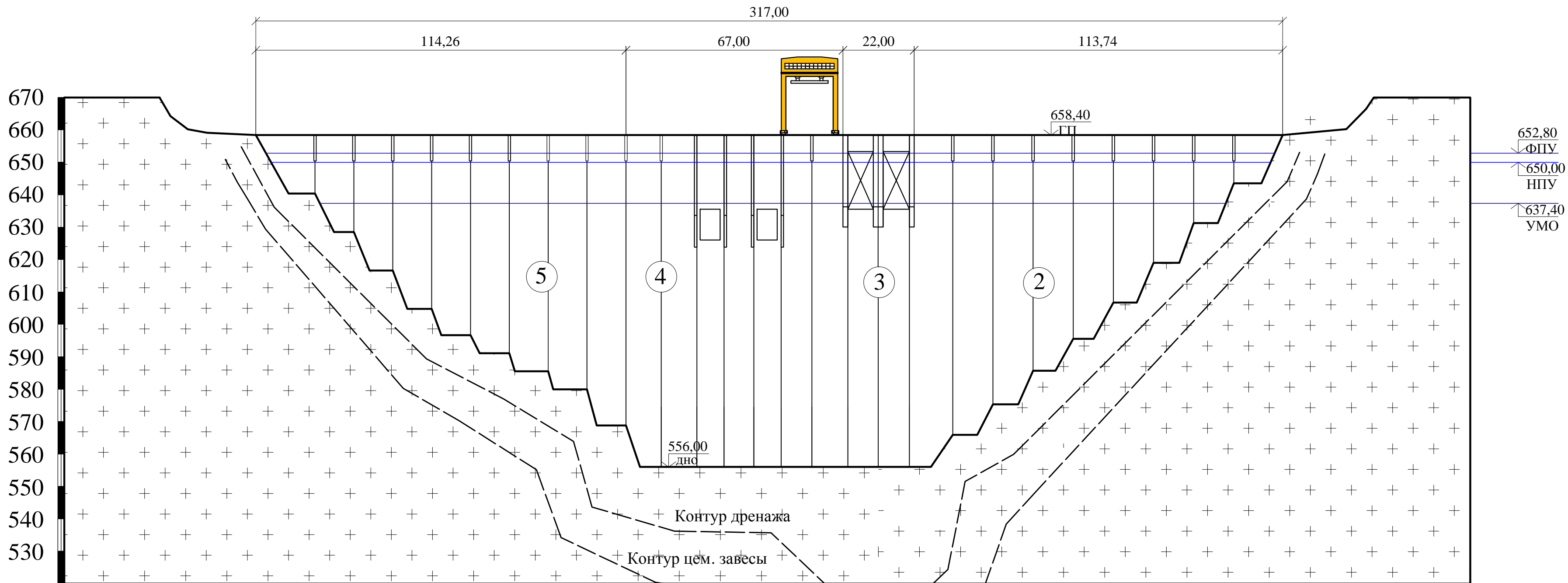

(подпись)

Генеральный план
1:1000



Экспликация сооружений	
Позиция	Наименование
1	Здание ГЭС
2	Правобережная глухая бетонная плотина
3	Бетонная водосливная плотина
4	Станционная часть бетонной плотины
5	Левобережная глухая бетонная плотина
6	Трансформаторная мастерская
7	Производственно-технический корпус
8	Административный корпус
9	Лабораторный комплекс
10	Столовая
11	ОРУ
12	ЛЭП
13	Транспортный тоннель
14	Водобой

Вид со стороны верхнего бьефа
1:1000

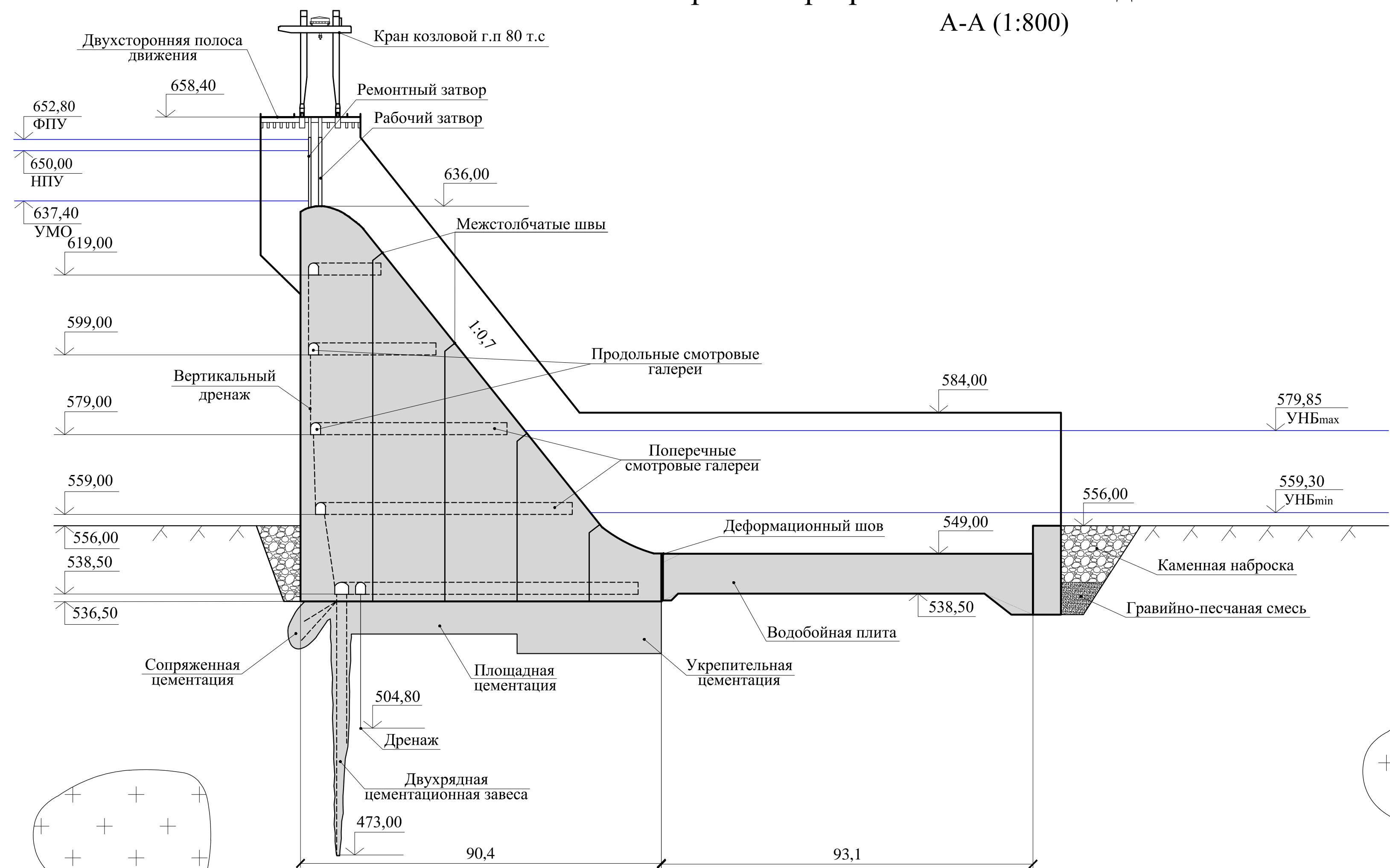


Ведомость состава проекта			
№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	БР-08.03.01-541319665-ГП	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений.	Лист 1
2	БР-08.03.01-541319665-ГР1	Поперечный разрез по бетонной водосливной плотине. Условные обозначения.	Лист 1
3	БР-08.03.01-541319665-ГР2	Поперечный разрез по станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидросилового оборудования.	Лист 2
4	БР-08.03.01-541319665-ГР2	Поперечный разрез здания ГЭС по оси агрегата.	
5	БР-08.03.01-541319665-ГР3	Строительный генеральный план. Экспликация сооружений.	Лист 3
6	БР-08.03.01-541319665-ГР3	Календарный график строительства	
7	БР-08.03.01-541319665-ГР3	Графические схемы этапов возведения сооружений	
8	БР-08.03.01-541319665-ПЗ	Пояснительная записка.	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах

				БР-08.03.01-541319665-ГП			
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар	Статья	Лист
Разраб.	Серебрякова Н.Д.						Листов
Провер.							1
Т.контр.						Каларского гидросооружений и гидромашин	
Н.контр.	Затеев						
Утв.	Затеев				Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта		

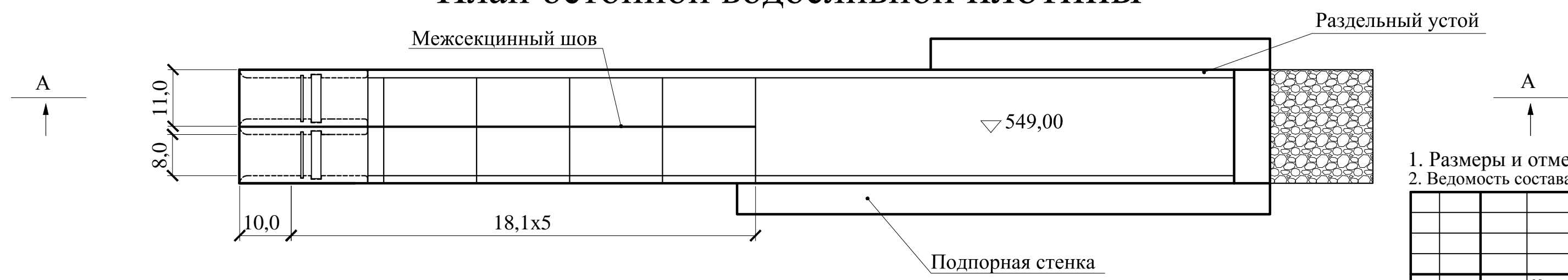
Поперечный разрез по бетонной водосливной плотине
А-А (1:800)



Условные обозначения

-  Сланцы кристаллические
-  Камень
-  Гравий, песок

План бетонной водосливной плотины



- Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
- Ведомость состава проекта см. на чертеже БР - 08.03.01-541319665 - ГП

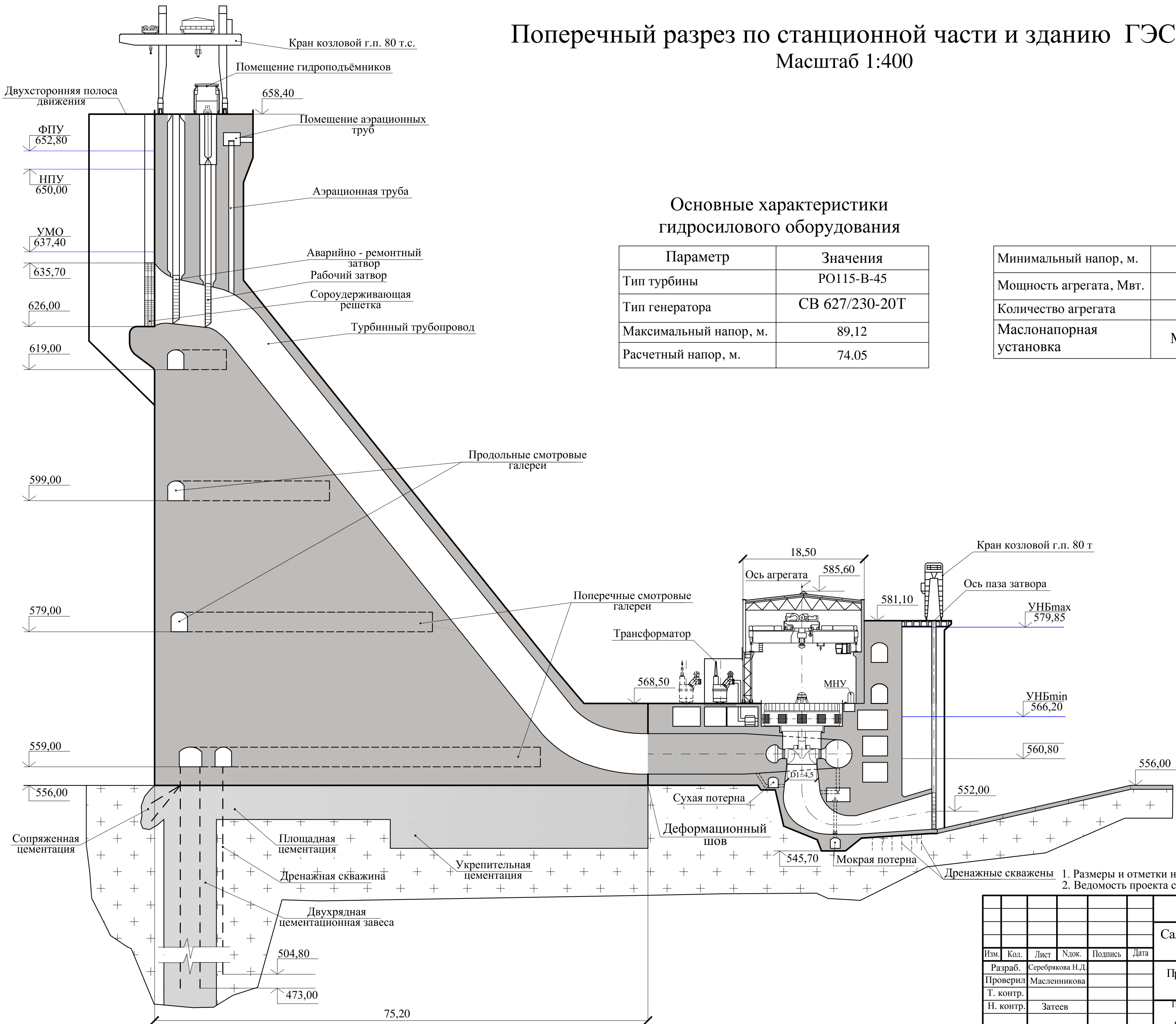
					БР -08.03.01-541319665-ГР1			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.	Лист	Ндок.	Подпись	Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Серебрякова Н. Д.						2	
Проверил	Пермякова							
Т. контр.								
Н. контр.	Затеев				Поперечный разрез по бетонной водосливной плотине. План бетонной водосливной плотины. Условные обозначения.	Кафедра гидротехнические сооружения		
Утв.	Затеев							

Поперечный разрез по станционной части и зданию ГЭС
 Масштаб 1:400

Основные характеристики
 гидросилового оборудования

Параметр	Значения
Тип турбины	PO115-B-45
Тип генератора	СВ 627/230-20Т
Максимальный напор, м.	89,12
Расчетный напор, м.	74.05

Минимальный напор, м.	69
Мощность агрегата, Мвт.	116
Количество агрегата	2
Маслонапорная установка	МНУ 6,3/1-40-8-2

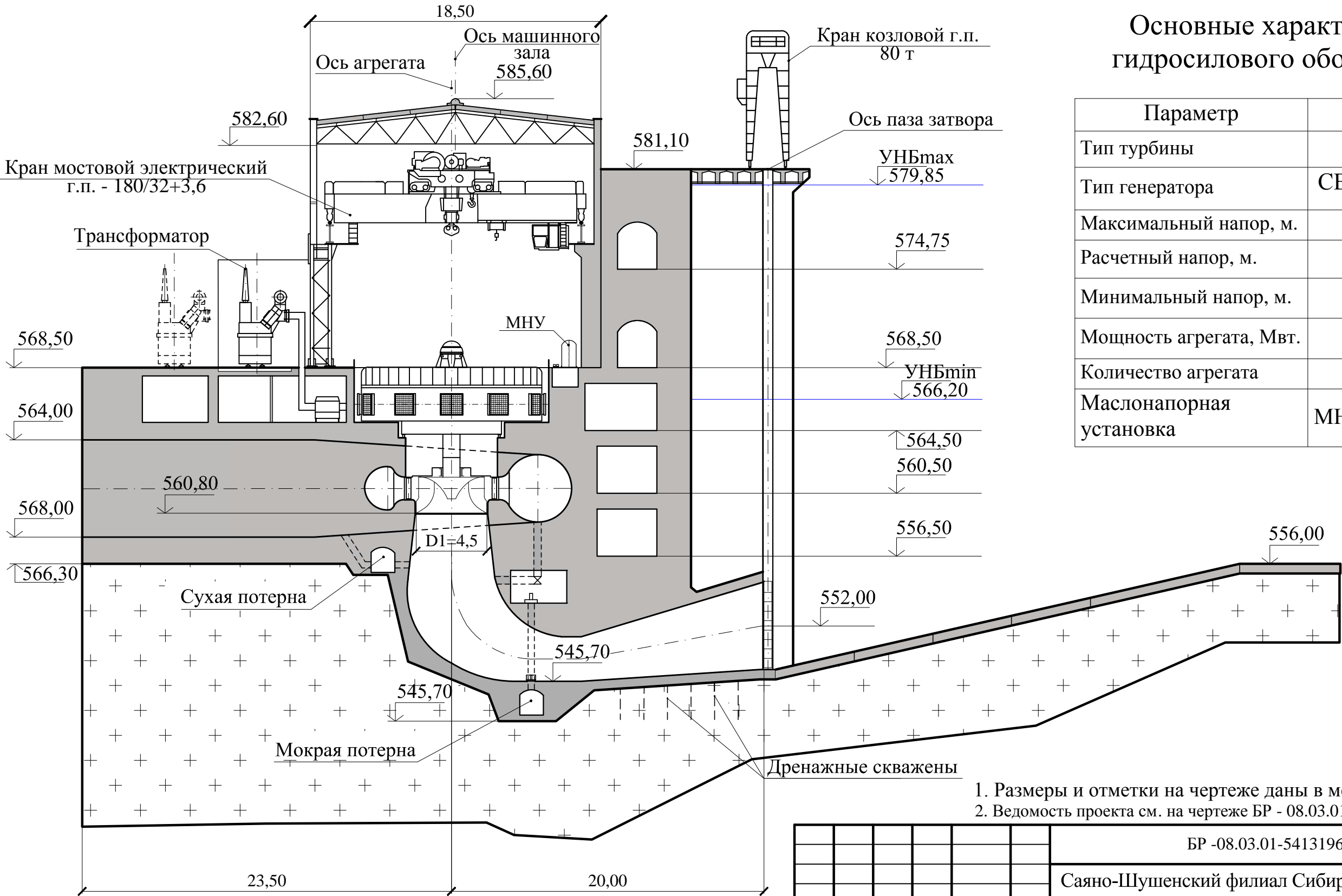


						БР -08.03.01-541319665-ГР2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата	Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Серебрякова Н.Д.							3	
Проверил	Масленникова								
Т. контр.									
Н. контр.	Затеев					Поперечный разрез здания по станционной части Каларской ГЭС Основные характеристики гидросилового оборудования	Кафедра гидросооружений и гидромашин		
Утв.	Затеев								

Поперечный разрез здания ГЭС по оси агрегата
Масштаб 1:200

Основные характеристики
гидросилового оборудования

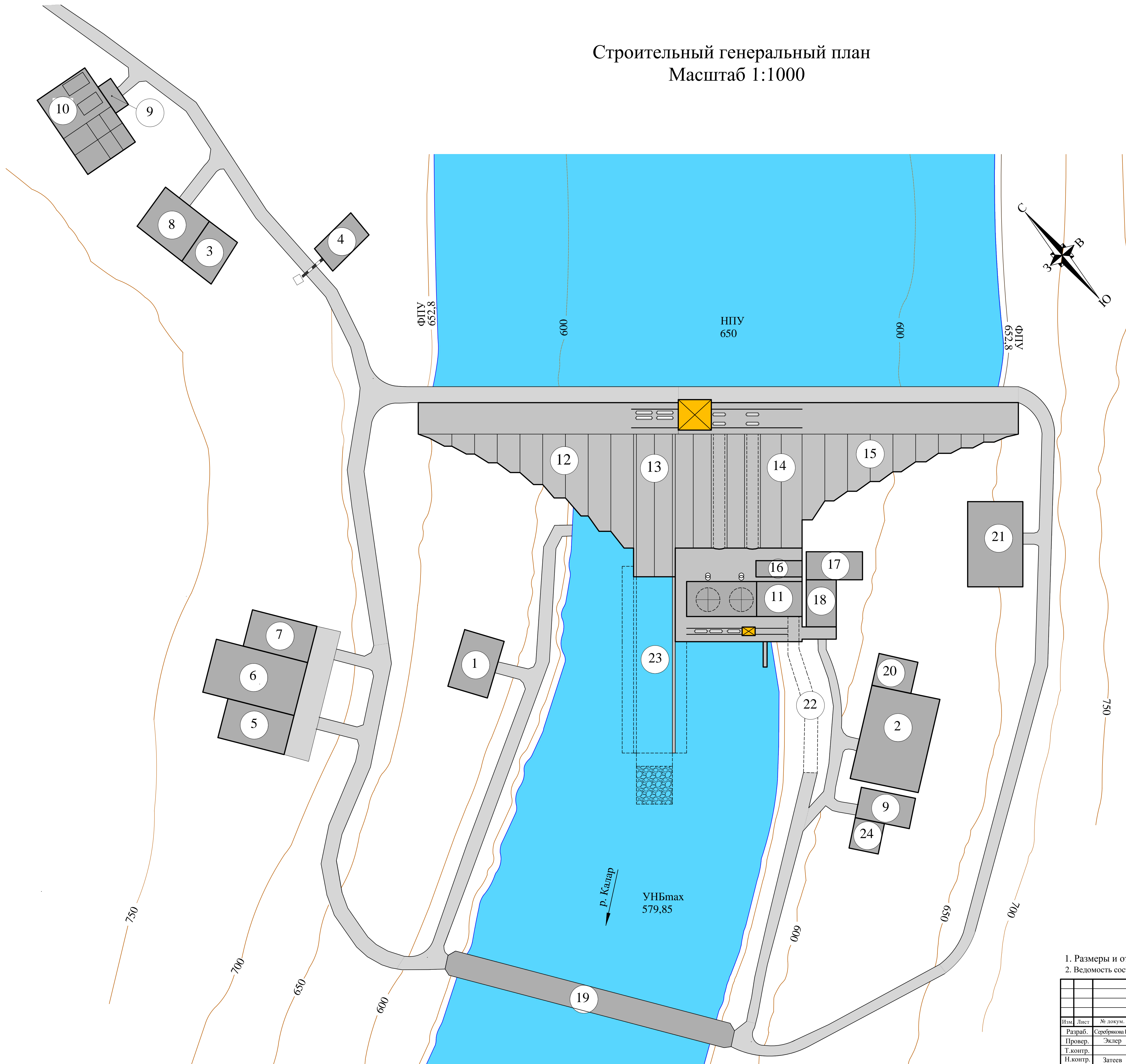
Параметр	Значения
Тип турбины	PO115-B-45
Тип генератора	СВ 627/230-20Т
Максимальный напор, м.	89,12
Расчетный напор, м.	74.05
Минимальный напор, м.	69
Мощность агрегата, Мвт.	116
Количество агрегата	2
Маслонапорная установка	МНУ 6,3/1-40-8-2



1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР - 08.03.01-541319665 - ГП.

						БР -08.03.01-541319665-ГР2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Серебрякова Н.Д.							4	
Проверил	Масленникова								
Т. контр.									
Н. контр.	Затеев					Поперечный разрез здания по станционной части Каларской ГЭС Основные характеристики гидросилового оборудования	Кафедра гидросооружений и гидромашин		
Утв.	Затеев								

Строительный генеральный план
Масштаб 1:1000



Экспликация сооружений	
Позиция	Наименование
1	Монтажная база
2	База ГМО
3	Складная база
4	КПП
5	Гравийно-сортир. хоз-во.
6	Бетонный завод
7	Лаборатория
8	Ремонтно- мех. мастерская
9	Столовая
10	Жилой поселок
11	Здание ГЭС
12	Правобережная бетонная плотина
13	Бетонная водосливная плотина
14	Станционная часть
15	Левобережная бетонная плотина
16	Трансформаторная мастерская
17	Производственно -технический корпус
18	Административный корпус
19	Мост
20	Диспетчерский корпус
21	ОРУ
22	Транспортный туннель
23	Водобой
24	Медпункт

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР - 08.03.01-541319665 - ГП

					БР-08.03.01-541319665-ГРЗ			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Катарского гидроузла на реке Катар	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Серебрякова Н.Д.							
Провер.	Эклер						5	
Т.контр.								
Н.контр.	Затеев							
Утв.	Затеев				Строительный генеральный план. Экспликация сооружений.	Кафедра гидросооружений и гидромашин		

Календарный график строительства

№ соор.ж.	Наименование сооружений	№ вид работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Един. измер.	Значения	Подготовка периода		Этапы основного периода															Заключ. период						
								I		II		III				IV				V									
								2 года				3 года				4 года				5 лет				6 лет				7 лет	
						III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
1	Объекты производственной базы		Строительство подъезд автодорог	км	4,7																								
			Строительство временных ЛЭП	км	200																								
			Строительство производственной базы правый берег	млн. руб	20																								
			Строительство производственной базы левый берег	млн. руб	20																								
2	Перемычки		Возведение перемычек I очереди	тыс. м³	39,8																								
			Начальная откачка котлована I очереди	тыс. м³	427,0																								
			Отсыпка банкета перекрытия	тыс. м³	42,5																								
			Возведение перемычек II очереди	тыс. м³	25,6																								
			Начальная откачка котлована II очереди	тыс. м³	453,0																								
3	Водосливная плотина и водобойный колодец		Выемка скального грунта	тыс. м³	95,5																								
			Укладка бетона	тыс. м³	110,7																								
4	Глухая правобережная плотина		Выемка мягкого грунта	тыс. м³	5,2																								
			Выемка скального грунта	тыс. м³	13,5																								
			Укладка бетона	тыс. м³	160,7																								
5	Станционная часть		Выемка мягкого грунта	тыс. м³	25,6																								
			Выемка скального грунта	тыс. м³	21,0																								
			Укладка бетона	тыс. м³	293,0																								
6	Глухая левобережная плотина		Выемка мягкого грунта	тыс. м³	15,6																								
			Выемка скального грунта	тыс. м³	12,4																								
			Укладка бетона	тыс. м³	134,6																								
7	Здание ГЭС и монтажная площадка		Выемка мягкого грунта	тыс. м³	2,5																								
			Выемка скального грунта	тыс. м³	8,3																								
			Укладка бетона	тыс. м³	11,0																								
			Возведение шатра																										
			Монтаж агрегатов	м	200																								
8	ОРУ		Возведение фундаментов	м³	18,5																								
			Монтаж оборудования	м	120																								
9	Водохранилище		Подготовка ложа водохранилища	км³	135																								
			Наполнение водохранилища	км³	8,4																								
			Гидрограф реки																										

Начало работ по
основным сооружениям

Начало перекрытия русла

Начало наполнения
водохранилища

Пуск первого агрегата

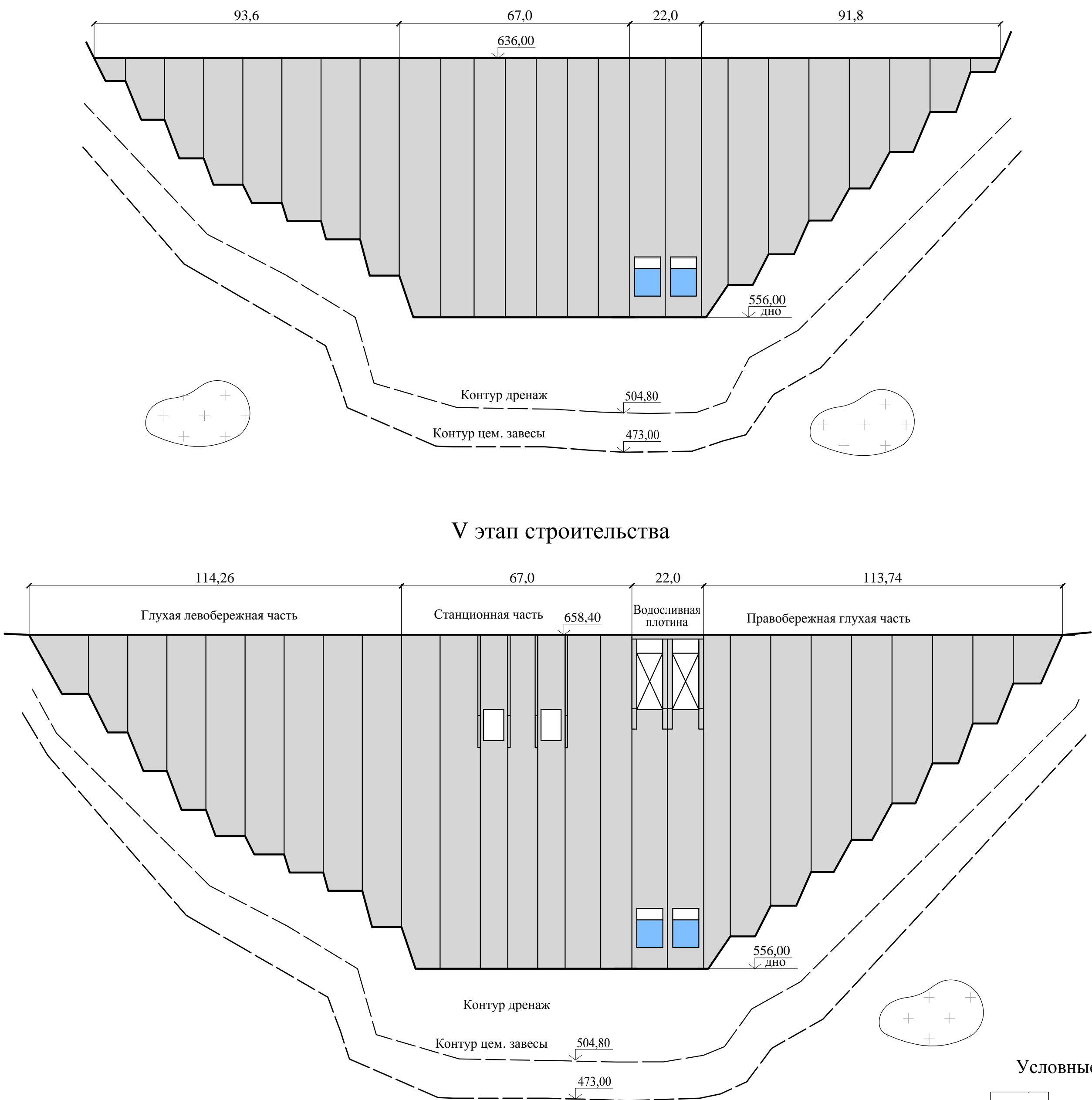
Пуск последнего агрегата

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР - 08.03.01-541319665 - ГП

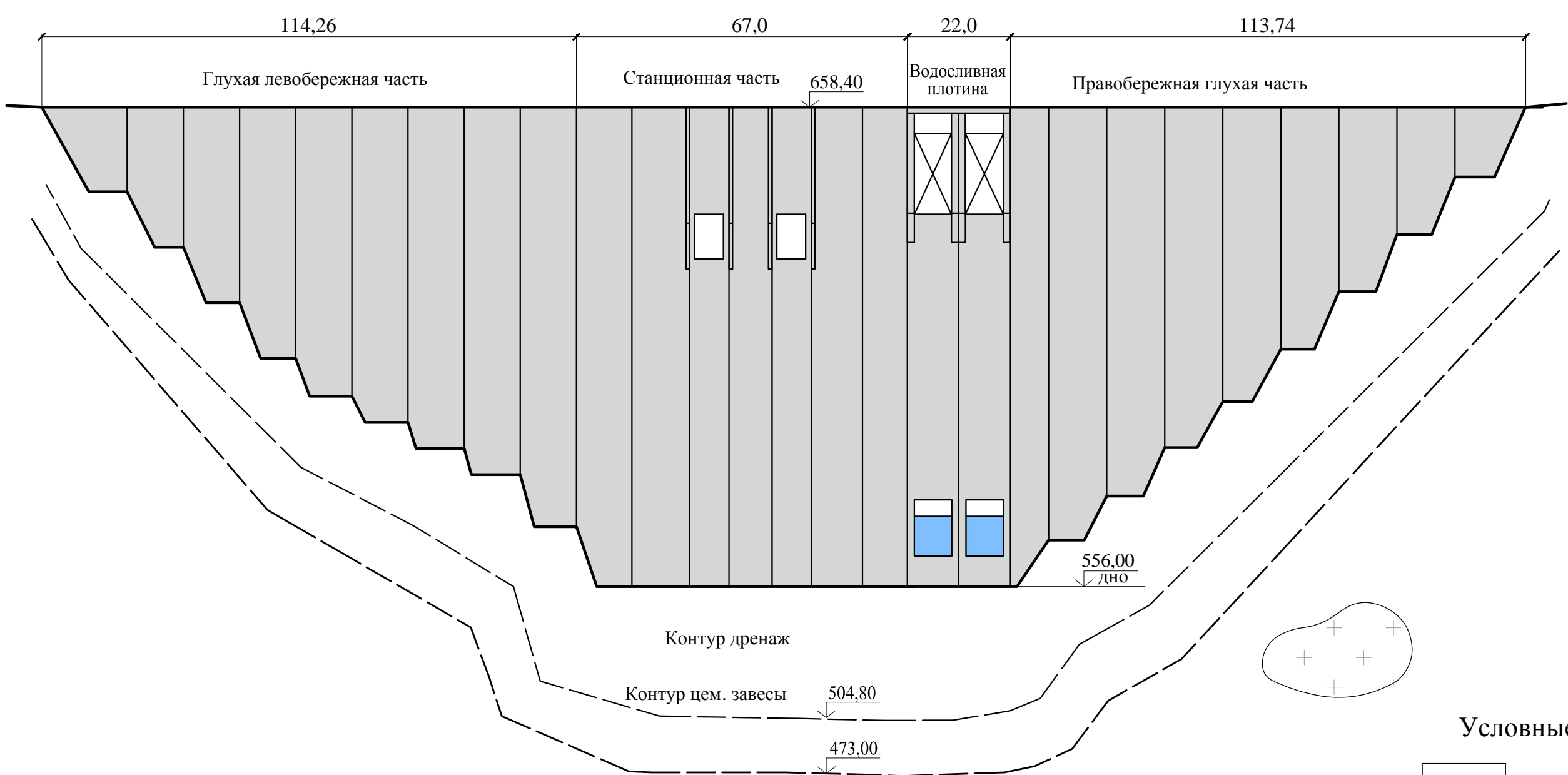
						БР -08.03.01-541319665-ГР3			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата	Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Серебрякова Н. Д.						6	
Проверил		Эклер							
Т. контр.									
Н. контр.		Затеев				Календарный график строительства.	Кафедра гидротехнические сооружения		
Утв.		Затеев							

Графические схемы этапов возведения сооружений

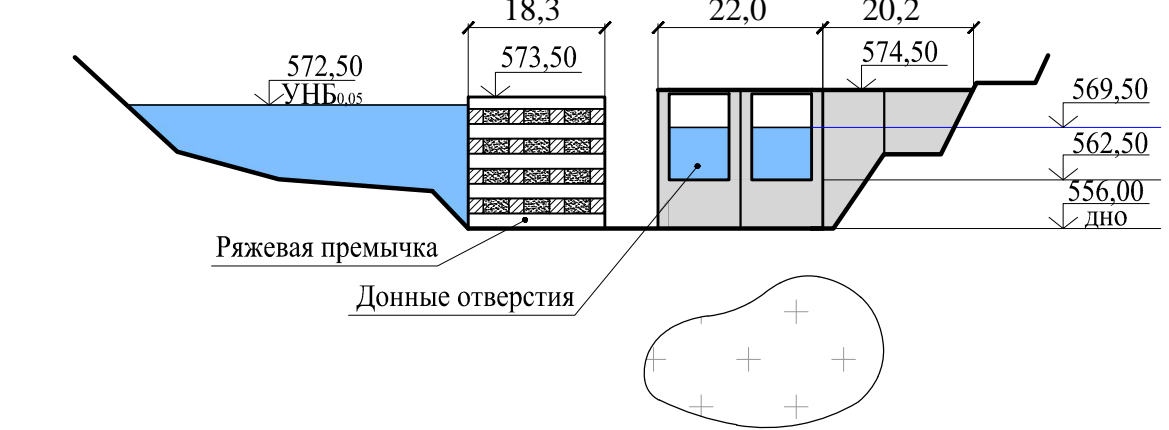
IV этап строительства



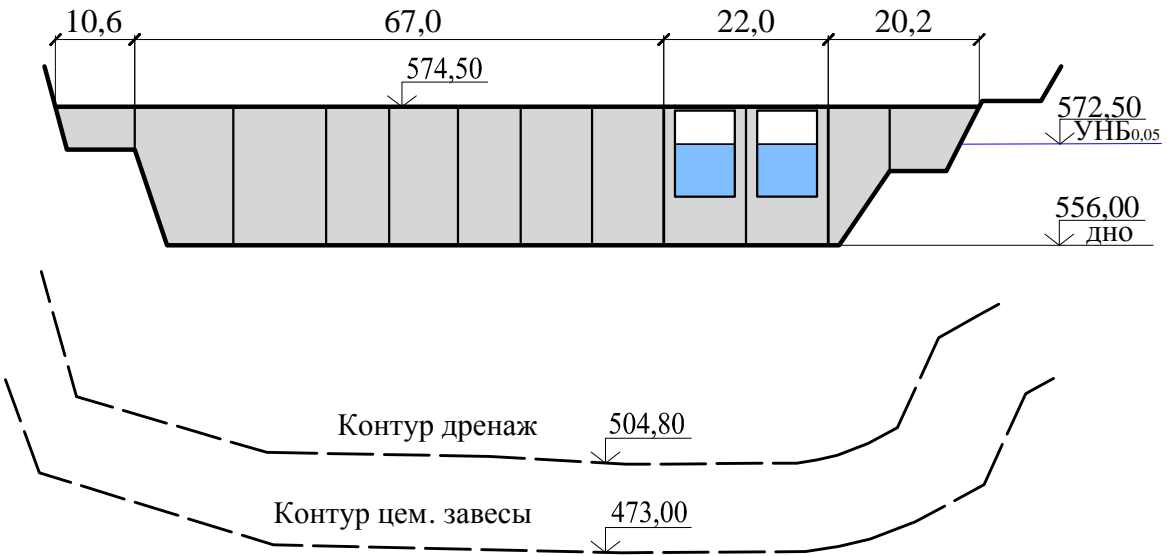
V этап строительства



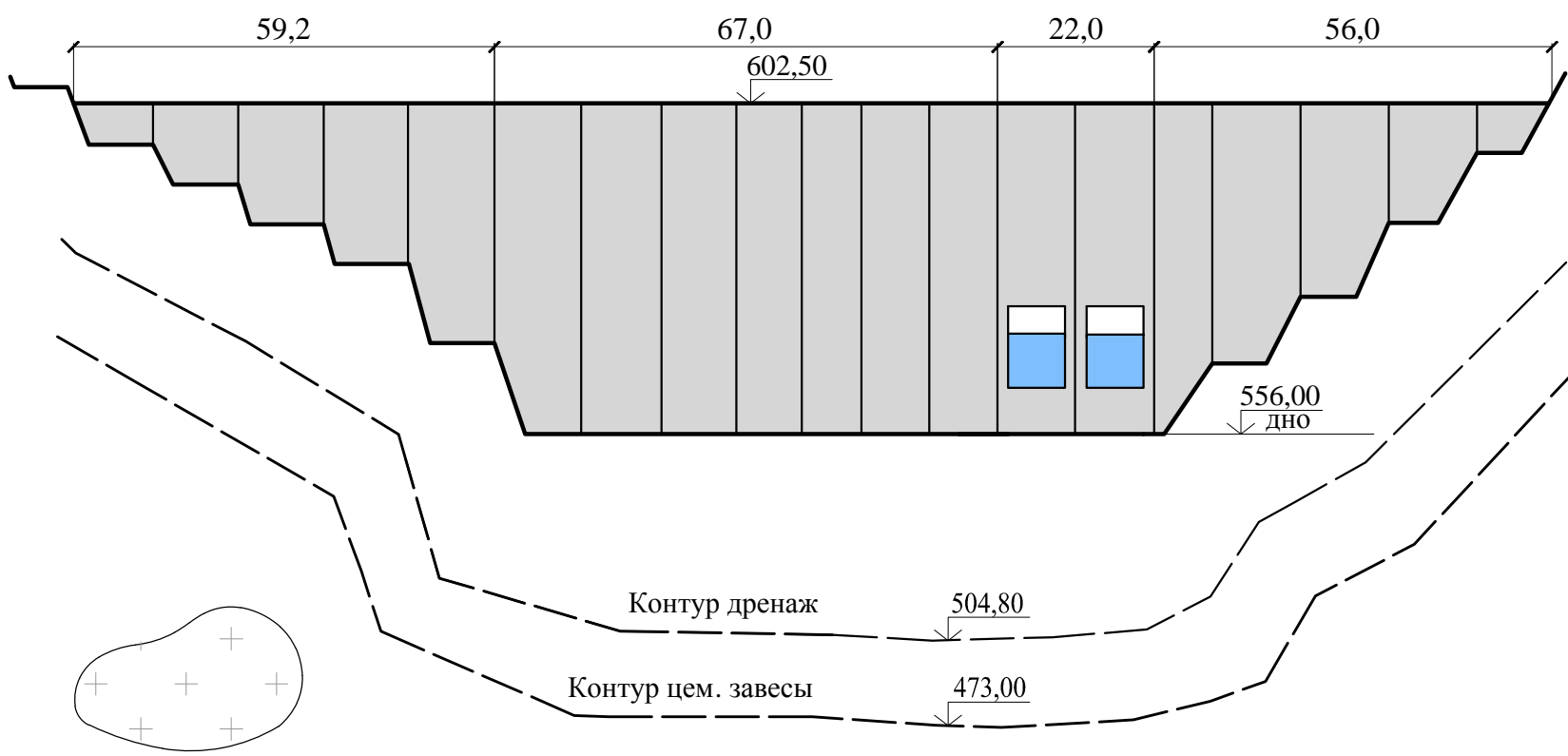
I этап строительства



II этап строительства

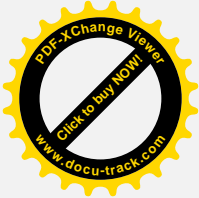
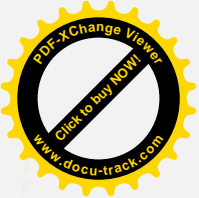


III этап строительства



1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР - 08.03.01-541319665 - ГП

					БР -08.03.01-541319665-ГРЗ			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.	Лист	Док.	Подпись	Проектирование Каларского гидроузла на реке Калар	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Серебрякова Н. Д.					7	
Проверил								
Т. контр.								
Н. контр.		Затеев			Графические схемы этапов возведения сооружений	Кафедра гидротехнические сооружения		
Утв.		Затеев						



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»


УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись
« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАЛАРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ КАЛАР.
ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ В
СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Руководитель

 15.06.17г.
подпись, дата

инженер Ветер
должность, ученая степень

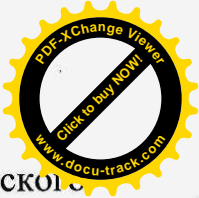
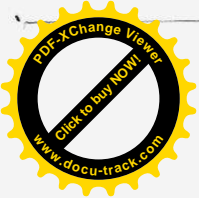
Е.В. Фирищак
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Н.Д. Серебрякова
инициалы, фамилия

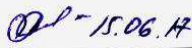
Саяногорск; Черемушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каларской гидроузла на реке Калар. Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях».

Консультанты по разделам:

Общая часть

 15.06.17

Е. В. Фирищак

подпись, дата

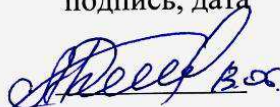
Водно - энергетические расчеты

 15.06.17

Е. Ю. Затеева

подпись, дата

Основное и вспомогательное оборудование

 15.06.17

А. В. Масленникова

подпись, дата

Компановка и сооружения гидроузла

 10.06.17

Н. А. Эклер

подпись, дата

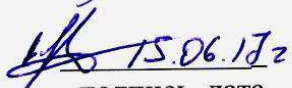
Гидротехнические сооружения

 13.06.17

Л. С. Пермякова

подпись, дата


Мероприятия по охране труда

 15.06.17

В. А. Кадычegov

подпись, дата

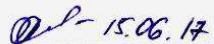
Технико-экономические показатели

 13.06.17

В. В. Лапасова

подпись, дата

Особенности работы гравитационной плотины в суровых климатических условиях

 15.06.17

Е. В. Фирищак

подпись, дата

Нормоконтролер

 19.06.17

А. А. Чабанова

подпись, дата